

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Российский государственный университет нефти и
газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина»
(ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина»)**

На правах рукописи

НАКОНЕЧНАЯ Ксения Васильевна

**ГИДРОАБРАЗИВНОЕ ИЗНАШИВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ КОРРОЗИОННО-АКТИВНОЙ
ПРОМЫСЛОВОЙ СРЕДОЙ**

Специальность 2.5.3. – Трение и износ в машинах

ДИССЕРТАЦИИ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

О.Ю. Елагина

Москва

2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Современное состояние проблемы.....	13
1.1 Факторы, влияющие на гидроабразивное изнашивание промышленных трубопроводов.....	13
1.2 Методы повышения износостойкости трубопроводов	20
1.3 Испытания материалов трубопровода на износостойкость	23
1.4 Цель и задачи исследования	34
2. МЕТОДИКИ ДЛЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	36
2.1 Структура исследований	36
2.2 Испытания промышленных трубопроводов на гидроабразивное изнашивание	41
2.3 Методика испытаний внутренних покрытий трубопроводов на истирание при очистке от АСПО и СО	49
2.4 Методика определения деградации свойств внутренних полимерных покрытий под действием промышленных сред	51
2.5 Оценка коррозионной стойкости трубопроводов.....	55
2.6 Материалы и применяемые образцы	57
2.7 Выводы.....	60
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ	62
3.1 Влияние на износостойкость технологического и гидроабразивного воздействия	62
3.2 Оценка деградационных воздействий промышленных сред	68
3.3 Износостойкость металла труб промышленных трубопроводов	73

3.4 Коррозионная составляющая разрушения трубопроводов.....	83
3.5 Оценка величины ресурса промысловых труб	86
3.6 Выводы	94
4 Разработка методики расчета ресурса промысловых трубопроводов.....	97
4.1 Построение «дерева отказов» промысловых трубопроводов	97
4.2 Методика расчета влияния коррозионно-активной среды и гидроабразивного изнашивания на ресурс промысловых трубопроводов	102
4.3 Пример испытания разработанной методики на месторождения ПАО «Газпромнефть»	107
4.4 Выводы	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ, ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	111
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	114
Приложение А	125
Приложение Б	126

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АСПО - асфальто-смоло-парафинистые отложения;

СО - солевые отложения;

ГРП - гидравлический разрыв пласта;

ГАИ - гидроабразивном изнашивании;

АКП - антикоррозионные покрытия;

L – средний линейный износ образца за единичный цикл испытаний, мм;

F - площадь зоны износа, мм²;

q – концентрация абразива в потоке испытательной среды, кг/м³;

p – давление прижатия образца, МПа;

K_{УА} - коэффициента влияния угла атаки ;

I⁹⁰ – значения линейного износа при угле атаки 90⁰, мкм;

I⁴⁵ – значения линейного износа при угле атаки 45⁰, мкм;

v_{Г/АБР} – удельная скорость гидроабразивного изнашивания внутреннего покрытия, мм/(г/м³ ч) ;

Q – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³;

P – давление в трубопроводе, МПа;

S_{исх} - толщина покрытия, мкм;

I – интенсивность изнашивания, мкм/(цикл) ;

n – количество операций по чистке полости участка трубопровода, циклы;

K_{В2} - коэффициент деградации от контакта с нефтяной фазы скважинной среды;

K_{В1} - коэффициент деградации от контакта с водной фазы скважинной среды;

K_{В5(В6)} - коэффициент деградации от декомпрессии;

m - количества циклов отключений трубопровода в зимний период;

K_{В7}- коэффициент деградации от термоциклирования покрытия;

K_{Г/АБР} - коэффициент деградации от гидроабразивного изнашивания;

K_{СОиАСПО} - коэффициент деградации от очистных операций;

A_{исх} – исходная адгезионная прочность;

A_{В1,В2..Вn} – адгезионная прочность после воздействия сред;

$T_{\text{эксп}}$ – фактическая длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием;

$T_{\text{проект}}$ – проектная длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием;

$K_{\text{вп}}$ – коэффициент снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия;

I – весовой износ образца за единичный цикл испытаний, г;

pH – водородный показатель;

v_k – скорость коррозионного воздействия;

S – минерализация, г/л;

$p(CO_2)$ – парциальное давление углекислого газа в диапазоне;

$T_{\text{тр}}$ – ресурс стального трубопровода без внутреннего покрытия;

$v_{\Gamma/\text{АБР}}^{90}$ – скорость изнашивания внутреннего покрытия на поворотных участках трубопроводов;

$T_{\Gamma/\text{абр}}$ – ресурс внутренних покрытий трубопроводов, эксплуатируемых в различных условиях гидроабразивного изнашивания;

$I_{\text{СОиАСПО}}$ – ориентировочный ресурс покрытия;

$V_{\Gamma/\text{абр}}$ – линейная скорость гидроабразивного изнашивания сталей;

$T_{\Gamma/\text{АБР}}'$ – предельная продолжительность периода залпового выброса абразива трубы без внутреннего покрытия;

ΔS – предельно допустимое уменьшение толщины стенки труб;

T – остаточный ресурс промышленного трубопровода;

$T_{\text{вп}}$ – ресурс внутреннего покрытия.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования.

В последние десятилетия в нефтегазодобывающей отрасли для интенсификации добычи нефти широко используются такие технологические приемы для повышения дебита скважин, как гидроразрыв пласта и увеличение депрессии на пласт. Как правило, эти операции сопровождаются повышенным выносом частиц породы и пропанта и ускоренным гидроабразивным износом, как погружного оборудования, так и промысловых трубопроводов. Эта проблема ещё больше усиливается на перспективу вследствие постепенного увеличения доли трудно извлекаемых запасов из-за непрерывного ухудшения структуры коллекторов на действующих и неблагоприятной ее характеристики на вновь открываемых месторождениях. По данным нефтегазовых компаний отказы насосно-компрессорных труб, погружного оборудования и промысловых трубопроводов по причине износа механическими примесями составляют от 20% до 40% от общего числа отказов. Для промысловых трубопроводов гидроабразивный износ осложнен коррозионной активностью перекачиваемой среды и необходимостью проведения очистных операций полости трубопровода от асфальто-смоло-парафинистых (АСПО) и солевых отложений (СО). Применение внутренних полимерных покрытий позволили защитить металл труб от коррозионного действия промысловой среды. Однако, низкая твердость и износостойкость полимерных покрытий повысила вклад изнашивающих воздействий в сокращение срока службы промысловых трубопроводов. Комплексное действие перечисленных выше разрушающих факторов приводят к разгерметизации трубопровода, разливам и выбросам в окружающую среду продукции скважин и наносят значительный экономический и экологический ущерб. В связи с этим в 2017 году был разработан и введен в действие СП «Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска», который предусматривает проведение оценки риска их разрушения, в том числе и в результате разгерметизации. Для определения риска наступления

опасного события необходимо провести расчет ресурса трубопровода в зависимости от фактических условий его эксплуатации. Процесс разрушения определяется комплексным действием таких факторов как гидроабразивное и механическое изнашивание, деградация свойств защитного покрытия, коррозия металла труб. Интенсивность воздействия этих факторов существенно изменяется в зависимости от состава добываемой продукции скважин, структуры коллектора месторождения, перечня технологических мероприятий, заложенные в проект разработки отдельных пластов. Это затрудняет применение экспертного подхода к оценке ресурса, а применение методов внутритрубного неразрушающего контроля и толщинометрии ограничены диаметрами промысловых трубопроводов и наличием теплоизоляции на надземных участках. Поэтому, оценка ресурса промысловых трубопроводов требует разработки расчетно-экспериментальной методики, позволяющей на основе данных лабораторных испытаний учесть вклад таких факторов как гидроабразивное и механическое изнашивание, деградация свойств защитного покрытия, коррозия металла труб в разгерметизацию трубопровода и прогнозировать срок его службы в зависимости от фактических условий эксплуатации, что определило актуальность данной работы.

Степень разработанности темы. Проблемой надежности работы гидротранспортных систем в нефтегазовой отрасли занимались многие ученые и специалисты. Среди них следует отметить работы Ю.Д. Баранова, Б.А. Блюсти, А.П. Ефремова, Л.С. Саакян, Е.В. Семененко, Г.М. Сорокина, В.Д. Шурыгина, и др. Вопросы гидроабразивного изнашивания и диагностики насосного оборудования отражены в трудах А.В. Баркова, А.Я. Батаногова, А.И. Бохоровича, Л.Г. Гамбаряна, С.А. Тимухина. Однако, вопросы гидроабразивного изнашивания внутренних полимерных покрытий труб и комплексного действия изнашивающих и коррозионных факторов при разгерметизации промысловых трубопроводов в научной литературе не рассматривались, но являются широко распространённой проблемой в нефтегазовой промышленности, требующей решения.

Цель и задачи исследования.

Разработка методики оценки ресурса промышленных трубопроводов с внутренними покрытиями, работающих в условиях гидроабразивного изнашивания коррозионно-активной промышленной средой, эксплуатационных изнашивающих и деградиационных воздействий.

Для достижения поставленной цели в работе можно выделить следующие основные задачи:

1. Исследование износостойкости внутренних полимерных защитных покрытий промышленных трубопроводов под действием гидроабразивного потока и очистных устройств

2. Исследование вклада изнашивающих и деградиационных параметров промышленных сред в снижение ресурса внутренних покрытий промышленных трубопроводов

3. Исследование скорости гидроабразивного изнашивания стальных трубопроводов под действием коррозионно-активной промышленной среды

Научная новизна результатов научного исследования заключается в следующем:

1. Предложена экспериментальная методика определения износостойкости внутренних покрытий и металла труб под действием гидроабразивного потока, позволяющая моделировать процесс изнашивания промышленных трубопроводов.

2. Установлены закономерности определения линейной скорости гидроабразивного изнашивания внутренних полимерных защитных покрытий и стальных поверхностей промышленных труб, позволяющие учесть влияние таких факторов, как концентрация абразива в промышленной среде, скорость движения потока среды и давление в трубопроводе, а для стальных труб дополнительно вклад коррозионной активности среды.

3. Предложены расчетные зависимости для определения коэффициентов изнашивания и деградации свойств полимерных внутренних покрытий, эксплуатируемых при контакте с гидроабразивным потоком коррозионно-активной промышленной среды. Показано, что применение двухслойных

полимерных покрытий обеспечивает более высокий уровень износостойкости и сохранения адгезионной прочности по сравнению с однослойными жидкими эпоксидными покрытиями.

Теоретическая значимость работы:

1. Изучено влияние гидроабразивного потока промышленной среды на процесс разрушения внутренних полимерных покрытий промышленных трубопроводов. Установлено, что наибольшее влияние на процесс разрушения внутренних покрытий оказывает снижение толщины покрытия в результате износа несвязанным абразивом и декомпрессия промышленной среды, приводящие к потере адгезионной прочности сцепления покрытия с поверхностью трубы.

2. Установлено, что на процесс гидроабразивного изнашивания стальных промышленных трубопроводов помимо содержания абразива в перекачиваемой среде значительное влияние оказывает величина pH среды.

3. Получен комплекс расчетных зависимостей, позволяющих оценить ресурс промышленного трубопровода, имеющего внутреннее полимерное защитное покрытие на разных стадиях его эксплуатации в промышленных средах с широким диапазоном разрушающих факторов.

Практическая значимость работы:

1. Разработана расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленного трубопровода с внутренними покрытиями, определяющая вклад изнашивающего действия гидроабразивного потока, истирающего действия очистных устройств, снижения адгезионной прочности сцепления внутреннего полимерного покрытия и коррозии металла труб при длительном контакте с промышленными средами.

2. Модернизирована и апробирована комбинированная методика лабораторных испытаний на гидроабразивное изнашивание внутренних полимерных покрытий труб, которая может быть использована для оценки их износостойкости при эксплуатации в условиях гидроабразивного потока.

3. Результаты, полученные в диссертационной работе, использованы для разработки «Классификатора внутренних покрытий, поиск технологии защиты

сварного стыка» по договору НТЦ-19/08000/00626/Р от 01.04.2019 г с ООО «Газпром-нефть НТЦ», принятый к внедрению ПАО «Газпром нефть».

Методология и методы исследований.

В диссертации использовался системный подход, включающий экспериментальное определение параметров гидроабразивного изнашивания, получение на их основе расчетных зависимостей и последующей проверке их адекватности путем проведения повторных экспериментов в исследованном диапазоне значимых факторов. При проведении экспериментальных исследований использовались стандартизированные и модифицированные методики триботехнических испытаний. Для оценки величины износа образцов применялись профилографический метод и метод 3D – лазерного сканирования.

Положения, выносимые автором на защиту

1. Методика и результаты экспериментального определения степени деградации внутреннего полимерного защитного покрытия промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях гидроабразивного потока и при действии очистных устройств.

2. Методика и результаты экспериментального определения скорости разрушения стальных промышленных трубопроводов, позволяющие определить вклад коррозионной среды в процесс гидроабразивного изнашивания с применением модифицированной методики ASTM G65.

3. Расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях контакта с гидроабразивным потоком промышленной среды.

Степень достоверности результатов обеспечена корректной постановкой цели исследований.

Обоснованность выдвинутых автором выводов и расчетных зависимостей подтверждается сходимостью полученных расчетных результатов с большим объемом экспериментальных данных. Достоверность полученных в диссертации результатов исследований обеспечивается корректным проведением экспериментальных исследований, повторяемость значений, полученных на 3-5

параллельно выполненных испытаниях, применением стандартизированных средств измерений (прошедших государственную проверку) и обработкой в соответствии с классическими положениями математической статистики.

Соответствие научной специальности.

Диссертация Наконечной К.В. соответствует научной специальности 2.5.3. (05.02.04) – Трение и износ в машинах.

Личный вклад соискателя в диссертационную работу заключается в самостоятельной разработке методики оценки ресурса промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях перекачки гидроабразивного потока промышленной среды, позволяющей учесть влияние изнашивающих, гидродинамических и химических факторов промышленной среды на ресурс внутренних полимерных покрытий промышленного трубопровода, и методики экспериментального определения и получения расчетных зависимостей для определения скорости гидроабразивного изнашивания металла промышленных труб. Также автор принимал прямое участие в написании и подготовке статей и докладов по результатам исследований.

Апробация работы. Результаты исследований обсуждались на 13 международных и всероссийских научно-технических конференциях: Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ -2019», «Нефть и газ -2020», «Нефть и газ -2021» (г. Москва); V Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии» (г. Альметьевск, 2020); «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (г. Тюмень, 2020); 2-я Международная конференция «Коррозия в нефтегазовой отрасли» - CORROSION OIL&GAS 2021 (г. Санкт-Петербург); X Международная научно-техническая конференция «Техника и технологии машиностроения. Материалы» (г. Омск, 2021); II International Scientific Conference «APITECH-II - 2020: Conference on Applied Physics, Information Technologies and Engineering» (Krasnoyarsk, 2020); «МехТрибоТранс-2021» (г. Ростов-на-Дону); VII Всероссийская научно-техническая конференция «Роль фундаментальных

исследований при реализации Стратегических направлений развития материалов и технологий их переработки на период до 2030 года» (г. Москва, 2021); II Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященная 110-летию А.И. Скобло и 105-летию Г.К. Шрейбера (г. Москва, 2019); Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России, посвященная 90-летию губкинского университета и факультета экономики и управления» (г. Москва, 2020); Региональная научно-техническая конференция «Губкинский университет в экосистеме современного образования» (г. Москва, 2021).

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 17 печатных работах, из них в рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ - 4, в изданиях, включенных в международную базу данных Scopus и Web of Science -3.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 97 наименований и 2 приложения. Общий объем работы составляет 126 страниц, включая 25 иллюстраций и 33 таблиц.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

1.1 Факторы, влияющие на гидроабразивное изнашивание промышленных трубопроводов.

Промысловые трубопроводы при эксплуатации подвергаются большому количеству разрушающих факторов, классификация которых представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Классификация разрушающих факторов

Механические примеси являются одной из основных причин разгерметизации промышленных трубопроводов. Исходя из статистических данных, которые были собраны за минувшие несколько лет для разных

месторождений [1], процентная доля отказов промышленных труб и насосного оборудования, связанных с воздействием механических примесей превосходит влияние других геолого-технических факторов, главными из которых являются коррозия и солеобразование (рисунок 2).

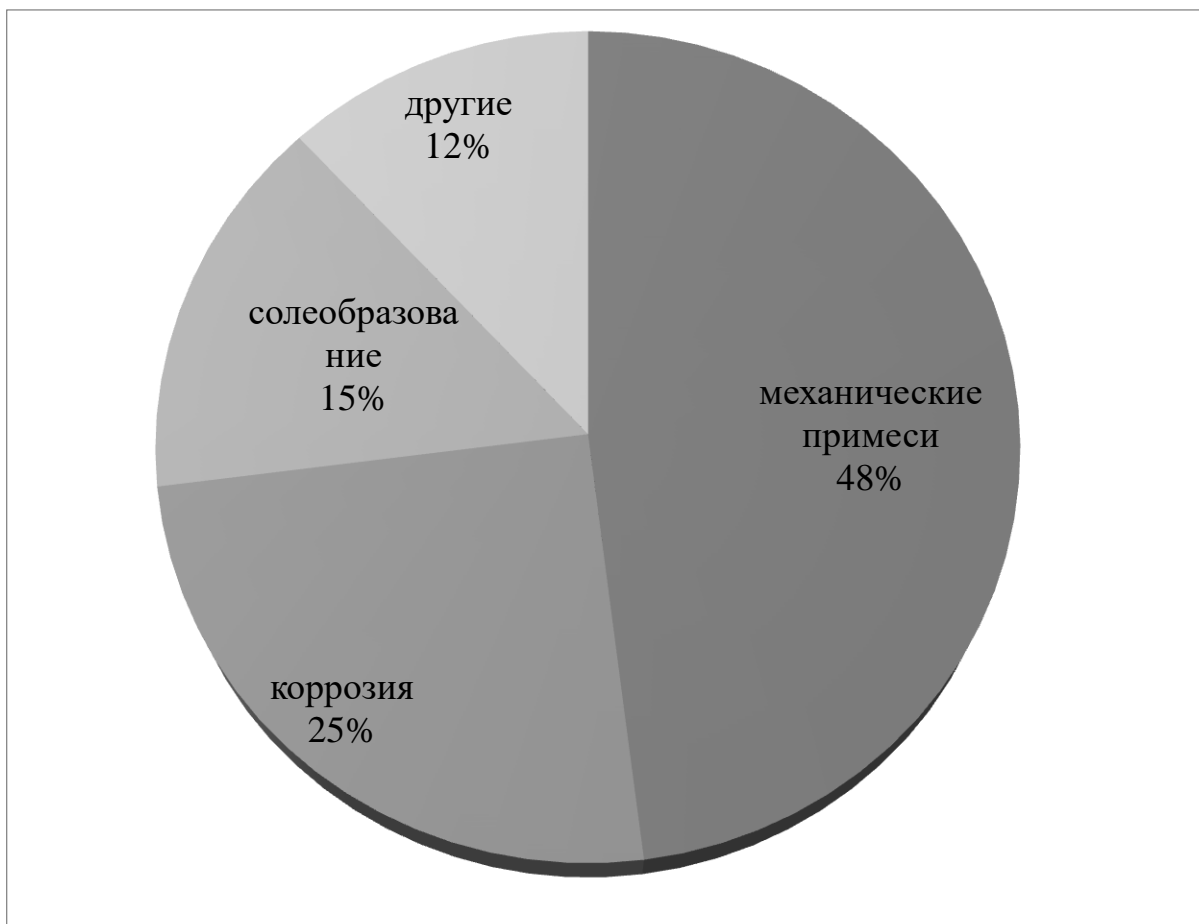


Рисунок 2 – Основные причины отказа погружного оборудования и промышленных трубопроводов

Происхождение механических частиц в продукции скважин весьма разнообразно. Некоторые примеси выносятся из пласта в процессе эксплуатации скважин из-за низких прочностных свойств коллектора, другие имеют не пластовое происхождение: продукты коррозии или остатки и осколки гранулообразного материала (пропанта) после проведения гидравлического разрыва пласта. Причины появления механических примесей могут иметь разную природу:

- технологическую, вызванную проведением операций гидроразрыва пласта,
- геологическую от разрушения несвязанных коллекторов,

- техническую, связанную с появлением частиц солевых и асфально-смоло-парафинистых отложений.

Одной из технологических причин возникновения механических примесей в перекачиваемой среде, которую необходимо выделить, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), в ходе которого выносятся большое количество проппанта в среду, что увеличивает скорость гидроабразивного изнашивания.

Проппант представляет собой гранулообразные твердые частицы преимущественно используется карбид кремния (SiC). Их можно разделить на два вида — кварцевые пески и синтетические проппанты средней и высокой прочности. Первым и наиболее широко используемым материалом для закрепления трещин являются пески, плотность которых составляет приблизительно $2,65 \text{ г/см}^3$. Пески обычно используются при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа.

Гидравлический разрыв пласта процесс, в котором посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчано-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления. Метод ГРП имеет множество технологических решений, технологии которых различаются по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и соответственно по размерам создаваемых трещин. В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах.

Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта $0,01 \dots 0,05 \text{ мкм}^2$ обычно составляет 40...60 м, а объем закачки от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим количеством взвешенных частиц (КВЧ) в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП – от 200 до 1000 мг/л [3]. Статистика проведения

ГРП в последние годы показывает непрерывный рост количества операций, что следует из освоения новых сложных в геологическом плане месторождений, а также поддержание дебита на прежнем уровне уже эксплуатируемых скважин. На рисунке 3 показана динамика проведения ГРП.



Рисунок 3 – Динамика проведения операций ГРП [97]

Залповые выбросы пропанта после ГРП и постоянное присутствие минеральных абразивных частиц в скважинной продукции приводят к развитию гидроабразивного изнашивания. Совместно с воздействием коррозионно-активной средой скорость процесса износа возрастает, что приводит к выходу из строя оборудования раньше проектного срока эксплуатации.

Активизация процесса изнашивания также может быть связана с повышенным выносом высокотвердых частиц при забойном давлении ниже давления насыщения. К основным факторам, которые определяют величину концентрации минеральных примесей, выделяют следующие: глубина залегания пласта и пластовое давление; проницаемость пласта; физико-химические свойства добываемой жидкости; обводненность; характеристики частиц песка; дебит

скважины; плотность перфорации; депрессия; тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ.

При разработке месторождений с несвязанными коллекторами происходит попадание минеральных примесей под воздействием фильтрационного напора и перепада давления. Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения сопровождается высоким обводнением добываемой продукции скважин. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям фильтрации, способствующим срыву и выносу механических примесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора на стенках каналов и трещин из-за образования микротрещин. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы.

Минеральные примеси представляют собой частицы разрушенной породы пласта и представлены в основном песчано-алевритовыми породами. Размеры продуктов разрушения коллекторов для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 0,01-1,00 мм.

Постоянный вынос механических примесей в скважинной продукции, как правило, связан с разрушением пород, формирующих продуктивные пласты, как на этапах освоения скважин, так и при последующей эксплуатации [2]. Актуальность этой проблемы ещё больше усиливается на перспективу вследствие, постепенного увеличения доли трудно извлекаемых запасов из-за непрерывного ухудшения структуры коллекторов на действующих и неблагоприятной ее характеристики на вновь открываемых месторождениях [2]. Содержание механических примесей в продукции скважин по разным месторождениям изменяется с 12 мг/л до 2540 мг/л.

Появление продуктов коррозии погружного оборудования, промысловых трубопроводов и насосно-компрессорных труб разрушением металлургической окалины или технологических отложений, а также продуктов электрохимического растворения металла. Дополнительно к продуктам коррозии в состав

механических примесей попадают частицы солевых отложений и смоло-парафинистых осадков с вкраплениями абразива.

Водно-нефтяные эмульсии представляют собой механическую смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии, содержащие компоненты нефтяных фракций, включая вредные примеси, углекислый газ, сероводород. В процессе эксплуатации состав эмульсий изменяется, в результате чего может существенно меняться их агрессивное воздействие на внутреннее покрытие и металл труб.

Пластовая вода - это сильно минерализованная среда с повышенным содержанием солей, содержание пластовой воды в нефти может достигать 80%. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, а также деградацию и охрупчивание внутренних покрытий трубопроводов.

К технологическим воздействиям, влияющим преимущественно на срок службы внутренних покрытий, относится паровая обработка полости промысловых трубопроводов. Паротепловая обработка – это способ термической обработки, заключающийся в периодическом подогреве по средствам нагнетания насыщенного пара. В результате данной операции уменьшается вязкость нефти, увеличивается ее подвижность, снижается интенсивность асфальто-смоло-парафиновых отложений.

К эксплуатационным технологическим воздействиям, которые регулярно проводят для поддержания работоспособности промысловых трубопроводов, относят очистные операции. Очистка внутренней полости от АСПО и СО проводится специализированными очистными устройствами (поршнями), представляющими собой скребковую конструкцию, которая механически воздействует на внутреннее покрытие и стенку трубы в целом.

Нефтепромысловые АСПО состоят из твёрдых парафинов, смол, асфальтенов, пиридины, а также минеральных веществ в виде растворов солей или коллоидно-диспергированных соединений. Удаление парафино-смолистых и агрессивных отложений производится с помощью механических средств очистки путём пропуска по нефтепроводу очистных устройств.

Очистные устройства должны быть:

- оснащены чистящими и ведущими дисками и манжетами, изготовленными из высококачественного полиуретана;
- снабжены щёточными дисками для удаления агрессивных отложений из коррозионных карманов;
- иметь байпас-отверстия для осуществления размыва парафино-смолистых отложений, что обеспечивает их использование в сильно загрязнённых трубопроводах;
- оборудованы передатчиками во взрывозащищённом исполнении, которые в комплекте с наземными локаторами позволяют контролировать прохождение очистных устройств по нефтепроводу и обнаруживать места их возможной остановки.

При первом пропуске очистного устройства, оно может счищать и собирать впереди себя большое количество парафино-смолистых отложений. Предупреждения образования парафиновой пробки на очистных устройствах предусмотрены байпас – отверстия для размыва указанных отложений.

Многократный запуск скребков наносит механические повреждения на внутренние покрытия промысловых трубопроводов, что катализирует процесс изнашивания. Помимо этого, неполная очистка труб способствует спрессовыванию на стенках парафино-смолистых отложений, которые в будущем сложно удалить существующими методами [4].

Помимо плановых технологических воздействий в процессе эксплуатации на промысловые трубопроводы действуют нежелательные процессы, связанные с отключением скважин. В результате таких отключений промысловые трубопроводы подвергаются декомпрессии, а в зимний период и переохлаждению.

Декомпрессия представляет собой резкое изменение давления в трубопроводе, происходящее при остановке подачи продукции из скважины. Многократно повторяющийся процесс декомпрессии может привести к

отслаиванию внутреннего покрытия и, как следствие, прямому контакту промысловой среды с стенкой трубы.

Термоциклирование - резкий перепад температур, который связан с остановкой перекачки продукции скважин в зимний период. В результате прекращения подачи скважинной среды стенка трубы охлаждается до температуры окружающей среды. Последующая подача водно-нефтяной эмульсии приводит к резкому разогреву и повышению температуры стенки трубы, что негативно сказывается на внутреннем покрытии вследствие разницы в термическом расширении металла и полимера.

Таким образом, тенденцией последних десятилетий в технологических процессах добычи нефти является увеличение содержания механических примесей в перекачиваемой среде и усиление изнашивающих воздействий на внутреннюю поверхность труб, негативное влияние которых на промысловую инфраструктуру необходимо учитывать при анализе риска разгерметизации промысловых трубопроводов.

1.2 Методы повышения износостойкости трубопроводов

В связи с большой протяженностью промысловых трубопроводов с целью снижения стоимости для их строительства традиционно применялись трубы из нелегированных и низколегированных свариваемых сталей. По основным признакам содержания углерода и легирующих элементов, все серийно-выпускаемые трубные стали заводов-изготовителей РФ классифицируются на:

- углеродистые по ГОСТ (марки стали 10, 20 и т.д.) / класс 1;
- низколегированные по ГОСТ и ТУ (марки стали 09Г2С, 17Г1С и т.д.) / класс 2 [5];
- низкоуглеродистые по ТУ повышенной коррозионной стойкости (стойкие к H_2S -коррозии) (20Ф, 20ФА, 09ГСФ, и т.д.); стали 20А, 20С подвергнутые термической обработке (закалка + отпуск) / класс 3 [6];
- низколегированные с содержанием хрома по ТУ повышенной коррозионной стойкости и надежности (с повышенной стойкостью к CO_2 -

коррозии и H₂S-коррозии) (20ХФ, 08ХМФЧА, 08ХМФА, 13ХФА, 13ХФЧА, 20ХФА, 15ХФА, 15ХМФА и т.д.) / класс 4. [7].

Наиболее широко применяемыми марками сталей для промышленных трубопроводов являются сталь 20, сталь 20А, 09Г2С.

Применение нелегированных и низколегированных сталей для промышленных трубопроводов, как правило, приводит к проблеме коррозионных отказов в результате разгерметизации из-за контакта с агрессивной промышленной средой. Для защиты металла внутренней поверхности промышленных трубопроводов от коррозии в последнее десятилетие нашли широкое применение технологии нанесения внутренних защитных полимерных покрытий. Нанесение защитного полимерного покрытия обеспечивает предотвращение прямого контакта промышленной среды с металлом труб и поэтому не требует применения для их изготовления высоколегированных сталей.

[8] по виду используемого материала подразделяет внутренние покрытия на:

- полимерные на основе синтетических полимеров: полиолефинов, полиамидов, фторопластов, терморезистивных соединений и др.;
- неорганические стекловидные и органосиликатные на основе стеклоэмалей и органосиликатных композиций;
- металлические и неметаллические неорганические на основе металлов и их сплавов.

Наибольшее распространение в качестве антикоррозионных защитных покрытий промышленных трубопроводов нашли полимерные покрытия на основе эпоксидных материалов. По виду применяемого материала и технологии нанесения эпоксидные покрытия подразделяются на порошковые и наносимые в жидком виде. Жидкие двухкомпонентные материалы применяются для нанесения однослойного покрытия. Порошковые материалы, как правило, формируют двухслойные покрытия, состоящие из грунтовочного и основного рабочего слоя. В зависимости от температуры эксплуатации покрытия классифицируются на:

- покрытия стандартного типа – температура эксплуатации 80°С,

- покрытия термостойкого типа – температура эксплуатации выше 80°C.

Типы исполнения внутренних защитных покрытий труб в зависимости от температуры эксплуатации приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Типы исполнения внутренних защитных покрытий труб по температуре эксплуатации

Тип исполнения внутреннего защитного покрытия	Максимальная температура эксплуатации	Пленкообразующая основа полимерного материала
Стандартное	до 80°C	Эпоксидная, модифицированная эпоксидная, в т.ч. эпоксидно-фенольная
Термостойкое	от 81°C до 150°C	Модифицированная эпоксидная, в т.ч. эпоксидно-фенольная, фенолформальдегидная (новолачная)

Преимуществами эпоксидных покрытий являются:

- высокая эластичность и стойкость к изгибающим нагрузкам и ударным воздействиям,
- хорошая адгезия к металлической поверхности,
- стойкость к перепаду температур,
- удовлетворительная износостойкость при ограниченном содержании механических примесей.

Однако эпоксидные покрытия не лишены недостатков, основным из которых является низкая поверхностная твердость и прочность, снижение адгезии при длительном контакте со скважинными средами, а также вздутие и отслаивание при перепадах давления.

Для оценки их эксплуатационной надежности в 2019 году был выпущен ГОСТ Р 58346-2019, регламентирующий перечень лабораторный испытаний внутренних защитных покрытий труб. Анализ перечня испытаний показал, что основное внимание в данном стандарте уделяется контакту с промышленными средами разного состава. Оценка износостойкости внутренних защитных

покрытий от воздействия гидроабразивной среды практически не рассматривается, однако, опыт промышленного применения показывает необходимость учета этого фактора при оценке долговечности внутренних полимерных покрытий.

1.3 Испытания материалов трубопровода на износостойкость

Анализ эксплуатационных и технологических воздействий на внутреннюю полость промыслового трубопровода, выделяет следующие факторы, вызывающие его износ:

- контакт с ламинарным гидроабразивным потоком, возникающий на линейной части трубопровода,
- контакт с турбулентным гидроабразивным потоком, возникающий на поворотных участках трубопровода,
- контакт по механизму трения скольжения в присутствии абразива при движении скребков очистных устройств.

При движении ламинарного потока промысловой среды, несущей абразив, механические примеси под действием внутреннего давления вдавливаются в поверхность трубопровода и проскальзывают вдоль нее, вызывая деформацию поверхностного слоя, его наклеп в результате многократного контакта и отделение частиц металла в результате микрорезания или отслаивания. Усилие, действующее на частицу абразива, изменяется в зависимости от внутреннего давления на участке трубопровода, составляющего для нефтепроводов от 1,2 МПа до 4,2 МПа. Сочетание внутреннего давления и прочностных свойств внутренней поверхности трубы определяет глубину внедрения абразивной частицы. Для труб без внутреннего покрытия данный показатель характеризуется прочностью стальной поверхности. При использовании полимерных защитных покрытий глубина внедрения частицы возрастает из-за меньшей твердости полимера. Таким образом, механизм разрушения внутренней поверхности труб при движении ламинарного потока сочетает контакт с сыпучим не связанным абразивом,

осуществляющим внедрение, и с жидкостной средой, обеспечивающей усилие вдавливания.

Вопросами абразивного изнашивания в сыпучем абразиве и гидроабразивного изнашивания в горной промышленности занимались такие ученые и специалисты: В.Д. Шурыгин, Е.В. Семенов, Ю.Д. Баранов, Б.А. Блюс и др., а вопросы гидроабразивного изнашивания и диагностики насосного оборудования отражены в работах А.В. Баркова, А.Я. Батаногова, С.А. Тимухина, А.И. Бохоровича, Л.Г. Гамбаряна, В.Н. Протасов.

Особо следует отметить обширные и глубокие исследования, посвященные абразивному, гидроабразивному и кавитационному изнашиванию, таких выдающихся ученых как Г.М. Сорокин [9-11] и В.Н. Виноградков [12-14], С.П. Козырев [15-18], М.М. Хрущев и М.А. Бабичев [19-20], Н.В. Южакова [21], А.В. Ратнера [22], их работы легли в основу для анализа причин появления и развития процессов гидроабразивного изнашивания в данном исследовании.

Многие советские ученые отдавали предпочтение подходу с энергетических позиций. Ученые А.С. Ахматов [23], В.Д. Кузнецов [24], П.А. Ребиндер в свое время в качестве критерия износостойкости предлагали использовать работу разрушения материала. Однако, Л.И. Погадаев в работе [25] отметил, что важной особенностью гидроабразивного изнашивания следует считать зависимость интенсивности внешнего нагружения от характеристик потока и свойств среды.

Гидроабразивному изнашиванию с высоким содержанием пропанта подвергается вначале насосное оборудование, а затем уже промышленные трубопроводы. Механизм разрушения, а также теоретическими и экспериментальными исследованиями в области влияния механических примесей при гидроабразивном изнашивании насосного оборудования занимались многие ученые и исследователи, среди которых необходимо выделить: Смирнова Н.И., Пчелинцева Ю.В., Дроздова А.Н., Бирюкова В.И., Виноградова В.Н., Мартиросяна М.М.

.Анализ методик исследования гидроабразивного износа [27, 31-33, 34-36] показывает, что в настоящее время не существует стандартизованного метода, и каждый из известных методов имеет как преимущества, так и недостатки.

Для определения интенсивности изнашивания стеклопластиковых труб в работе [26] предложена установка, главным преимуществом которой перед аналогами состоит в возможности моделировании течения гидроабразивной среды в широком диапазоне скоростей, но недостатком для использования в данной работе является невозможность моделирования данной установкой турбулентного потока на поворотных участках.

Как показано в работах [27] гидроабразивный износ трубопроводных систем (пульпопроводов), применяемых на горнодобывающих предприятиях, зависит от свойств материала трубы, а также от характеристик гидроабразивной среды и скорости её течения. Анализ рассмотренных в работе [27] методов оценки гидроабразивного изнашивания показывает, что его нецелесообразно использовать в данной работе.

В [28] исследован износ стальных пластин, с помощью установки на гидроабразивное изнашивание, в результате воздействия гидроабразивной струи в зависимости от расстояния между поверхностью образца и насадкой, угла падения струи на пластину, концентрации абразива в воде и внешней среды. Однако способ испытания хорошо имитирует условия работы, например, погружных центробежных насосов, применяемых при добыче нефти, что отличается от воздействия среды на внутреннюю поверхность промышленного трубопровода.

В диссертации [29] проведены исследования гидроабразивном изнашивании (ГАИ) по энергетическому критерию, использована лотковая установка для ГАИ материалов, что позволяет определить воздействие пульпы в проточных каналах современных грунтовых насосов, но является неприменимо к исследованию воздействия коррозионно-активной среды содержащую абразив на поверхность стенок промышленных труб.

Диссертация [30] посвящена снижению гидроабразивного износа нефтяных насосов, разработан стенд для моделирования износа ступеней насосов, который в свою очередь также не может имитировать движение среды в трубопроводе и его изнашивание под действием данной среды.

Патент [31] посвящен описанию полезной модели для испытаний на гидроабразивный износ в коррозионной среде. Недостатком устройства являются ограниченные функциональные возможности, так как средства крепления образцов не позволяют испытывать образцы при нагружении, изменять угол атаки гидроабразивного потока, отдельно оценить влияние коррозионного и эрозионного факторов на процессе разрушения материала образца, а также низкая точность измерений и трудоемкость смены образцов.

Патенты [32]-[33] также описывают установки на гидроабразивное изнашивание материалов, однако использовать их для воспроизведения движения потока в трубопроводе не представляется возможным, разработанные модели исследуют гидроабразивный износ погружного оборудования.

Стандартизированные методы испытаний на изнашивание при контакте с сыпучим абразивом представлены в 23.208 [34], ГОСТ Р 58271 и в ASTM G65 [35]. Методы испытаний по [34], [35] и в [97] предусматривают подачу сыпучего абразива в зону контакта поверхности образца и резинового колеса.

Схема испытаний, использованная в [34], приведенная на рисунке 4, предусматривает подачу абразив под углом 45° .

Суть испытаний по [34] состоит в том, что из дозирующего устройства 5 по направляющему лотку 4, обеспечивающему подачу под углом 45° , происходит подача абразивных частиц в зону трения резинового ролика 6, вращающегося по средствам привода 7, и образца 1, находящегося в образцедержателе 2 и прижимаемого к ролику рычагом 3, устройство 8 обеспечивает контроль суммарного количества оборотов ролика в процессе испытаний.

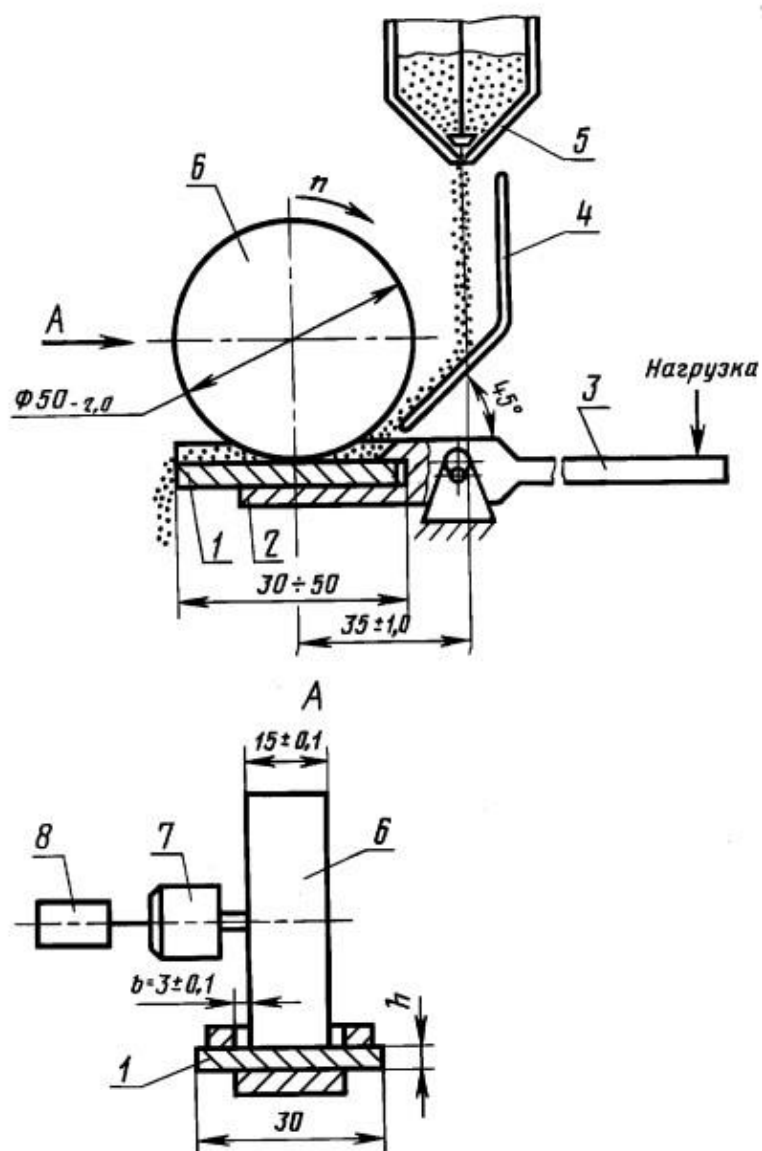


Рисунок 4 - Схема испытаний по ГОСТ 23.208-79

В качестве абразива используется материал с зернистостью 16-П и влажностью не более 0,15%, Диаметр ролика должен быть в диапазоне 48—50 мм, ширина ролика — $(15 \pm 0,1)$ мм, твердость материала ролика — 78—85 ед. по ГОСТ 263—75.

Стандарт регламентирует проведение испытаний при нагрузке 44 Н и с частотой (60 ± 2) мин⁻¹ (об/мин).

По итогам испытаний [34] предлагает определение таких показателей как: среднеарифметическое значение потери массы образцов исследуемого материала и относительную износостойкость исследуемого материала.

Испытания по [35] предусматривают использование вертикальной схемы подачи абразива, который подается в зону трения образца и вращающимся колесом с шиной или ободом из хлорбутилкаучука определенной твердости. Образец для испытаний прижимается к вращающемуся колесу с заданной силой с помощью рычага, в то время как контролируемый поток абразива истирает испытательную поверхность. Вращение колеса таково, что его контактная поверхность движется в направлении потока песка.

Схема установки для проведения испытаний представлена на рисунке 5.

Образцы взвешиваются до и после испытания, и регистрируется потеря массы. Необходимо преобразовать потерю массы в потерю объема в кубических миллиметрах из-за большой разницы в плотности материалов.

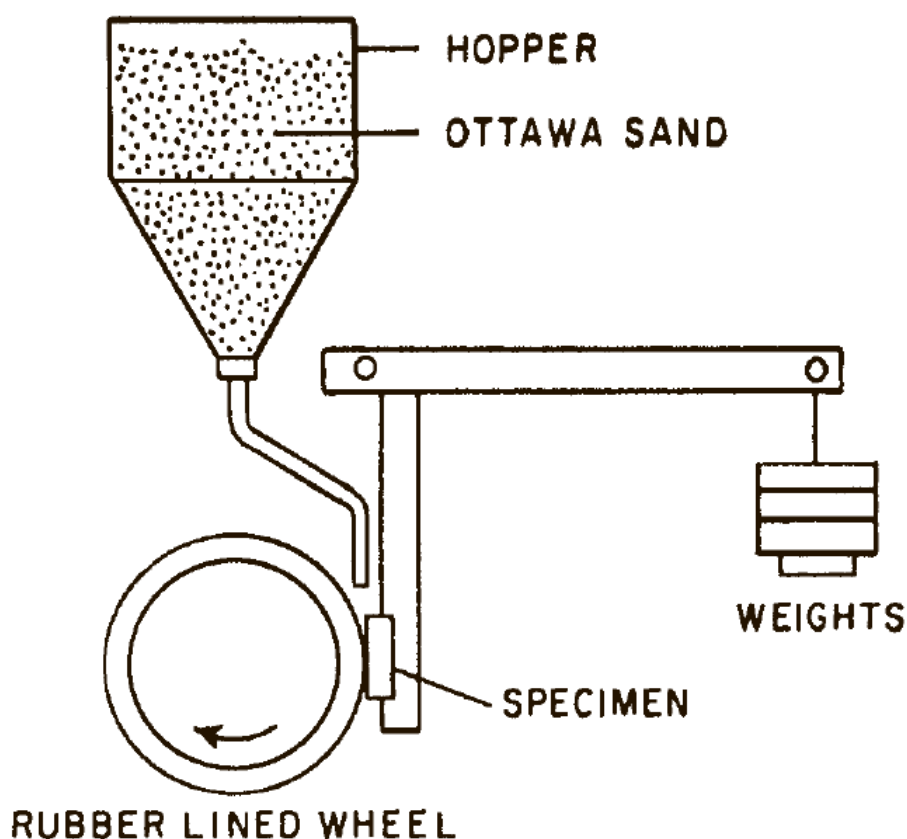


Рисунок 5 - Схема испытаний по ASTM G 65

В качестве контробразца должен использоваться стальной диск с ободом из хлорбутиловой резины, твердостью 58-62 единицы по Шору. Толщина обода 12,7

мм и ширина – 12,7 мм. Диаметр обода 228,6. Диск может быть использован при уменьшении диаметра до 215,9 мм до 215,9 мм.

В качестве абразива должны использоваться округлые зёрна кварцевого песка зернистостью 212-300 мкм и влажностью не более 0,5%, расход которого должен составлять 300 г/мин или 400 г/мин через сопло, изготовленное из трубки диаметром 12,7 мм, с конусом на длине 50,8 мм и размерами выходного сечения - 12,7 x 1,59 мм. Песок должен сыпаться из сопла (медного или из нержавеющей стали) сплошным ламинарным потоком, с указанным выше расходом.

Стандарт регламентирует проведение испытаний при следующих нагрузках и скоростях приведенных в таблице 2.

Таблица 2 – Режимы испытаний по ASTM G65[35]

Заданная процедура	Нагрузка, Н	Вращение колеса, об/мин
A	130	6000
B	130	2000
C	130	100
D	45	6000
E	130	1000

Испытания по ГОСТ Р 58271-2018 предусматривают использование вертикальной схемы подачи абразива, который подается в зону трения образца и вращающимся стальным диском.

Суть испытаний состоит в том, что образец 3 фиксируют зажимным приспособлением 1 таким образом, чтобы он центральной частью касался вращающегося стального диска 7. Из емкости 5 по средствам вентиля 4 и воронки для равномерной подачи абразивного порошка 6 абразив подается в зону контакта образец-диск.

Подачу абразивного материала настраивают таким образом, чтобы за 100 оборотов диска на зону истирания равномерно подавалось (200 ± 10) г абразивного порошка, в качестве которого используется шлифзерно 80 согласно ГОСТ 3647-80.

Испытательная машина запускается на цикл в 50 оборотов стального диска. После этого образец извлекают из зажимов и с помощью штангенциркуля измеряют длину хорды с точностью до 0.5 мм. Для каждого образца проводится два цикла по 50 оборотов — по одному на верхней и нижней поверхности образца.

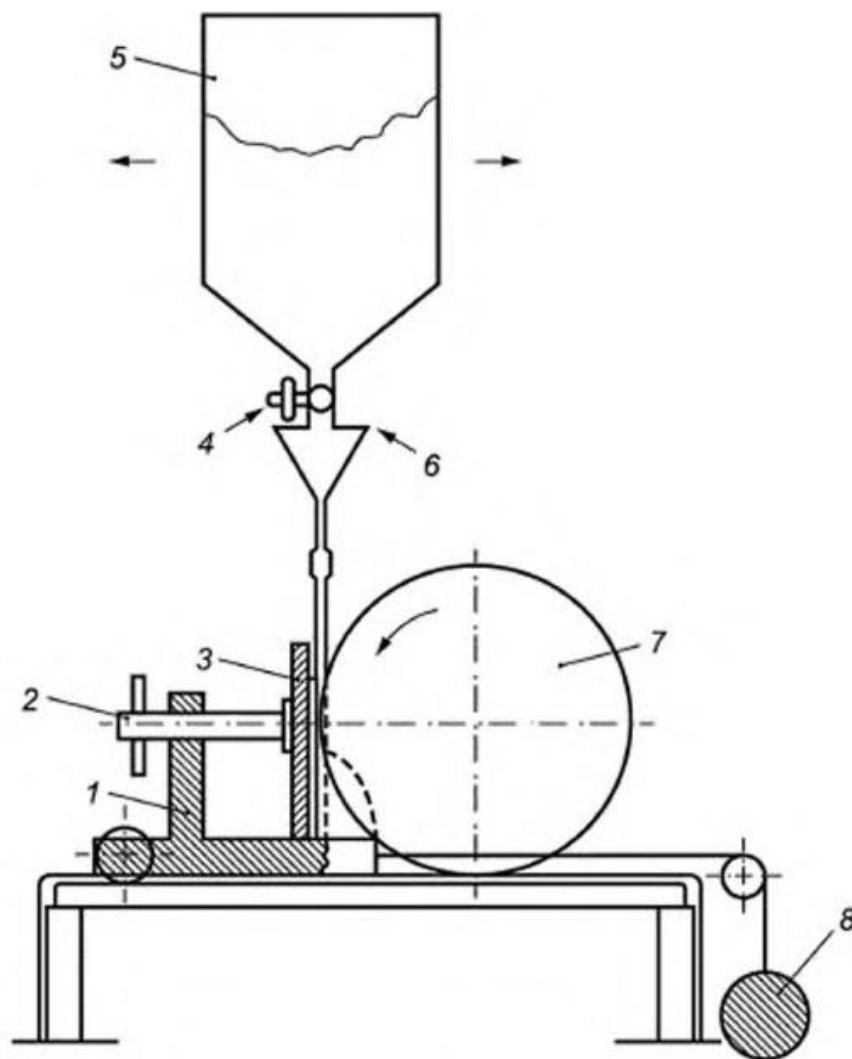


Рисунок 6 - Схема испытаний по ГОСТ Р 58271-2018

По итогам испытаний [97] предлагает определение объема материала, стертого (удаленного) с поверхности образца, рассчитанный исходя из длины хорды шлифовальной дорожки, полученной в ходе испытаний.

Анализ представленных стандартизированных методов испытаний показывает, что их использование для оценки изнашивающего воздействия ламинарного гидроабразивного потока промышленной среды требует введения ряд обязательных параметров. При испытаниях стальных труб без покрытия

использование сухого абразива не позволяет учесть вклад коррозионной агрессивности промышленной среды, которая может оказывать существенное влияние на процесс изнашивания. Согласно данным исследований других авторов [11-13] это влияние будет проявляться в формировании на поверхности изнашивания тонких пленок продуктов коррозии, которые будут способствовать снижению прочностных свойств металла поверхностного слоя и увеличивать его износ. Подача в зону контакта «образец – диск» абразива и жидкостной среды заданного состава позволит приблизить условия испытаний к реальным параметрам изнашивания внутренней поверхности трубопровода ламинарным гидроабразивным потоком. Для испытания полимерных покрытий данный фактор не будет иметь такого значения в связи с инертностью полимера при непродолжительном контакте с промышленной средой.

Выбор диаметра ответного диска и усилия прижатия также требует учета специфики контакта с гидроабразивным потоком. Использование диска диаметром 50 мм, предусмотренного [34], приведет к локализации усилия на небольшой площади контакта, которая на начальной стадии будет близка к линейному контакту. Использование диска большего диаметра, предусмотренного в [35], обеспечит распределение начального усилия по большей площади контакта. Такое распределение прижимного усилия ближе к условиям изнашивания, формируемым при взаимодействии абразива с внутренней поверхностью трубы давлением гидравлического потока.

Определение результирующих параметров испытаний, регламентированных в рассмотренных стандартах, применительно к оценке вклада гидроабразивного изнашивания в процесс разрушения трубопроводов так же требует введения ряда дополнительных показателей:

- определение величины линейной скорости изнашивания;
- учета вклада коррозионных факторов промышленной среды в гидроабразивное изнашивание стальных труб;
- влияния давления промышленной среды на скорость гидроабразивного изнашивания.

Таким образом, анализ имеющихся методов испытаний и испытательных схем показывает, что для определения параметров изнашивания внутренней поверхности трубы в условиях действия гидроабразивного ламинарного потока можно использовать методику, представленную в ASTM G 65. Однако ее адаптация к условиям эксплуатации промышленных трубопроводов на поворотных участках требует учета влияния угла атаки на процесс изнашивания полимерных покрытий, отличающихся низкой твердостью, а также оценки вклада коррозионного фактора в процесс гидроабразивного изнашивания стальных труб под действием абразива и жидкостной среды, заданного состава.

Контакт внутренней поверхности трубы с гидроабразивным потоком на участках турбулентности требует учета влияния угла атаки, увеличение которого свыше 45° приводит к изменению механизма разрушения. Анализ литературных данных показал, что вопросы гидроабразивного изнашивания при углах атаки 45° и выше исследовались в работах [26, 28].

В работе [36] предложена методика испытаний образцов (сегментов труб) с нанесенным внутренним покрытием потоком жидкости, подаваемым с фиксированной скоростью и содержащим регламентированное количество механических примесей, с последующей оценкой скорости и интенсивности линейного изнашивания.

Суть испытания заключается в следующем, в баке модельная жидкость, состоящая из воды и 10% по объему кварцевого песка, перемешивается для равномерного распределения, затем подается на закрепленный образец, который вращается, испытывать образец в течение 2 часов, зафиксировав начало.

Схема испытаний представлена на рисунке 7, а параметры необходимые для испытаний на гидроабразивное изнашивание по методике [36] представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики

Скорость истечения модельной жидкости, м/с	Угол атаки	Частота вращения образца, об/мин	Давление модельной жидкости, МПа	Время испытания, ч
10-30	30-60°	30	0,42	2

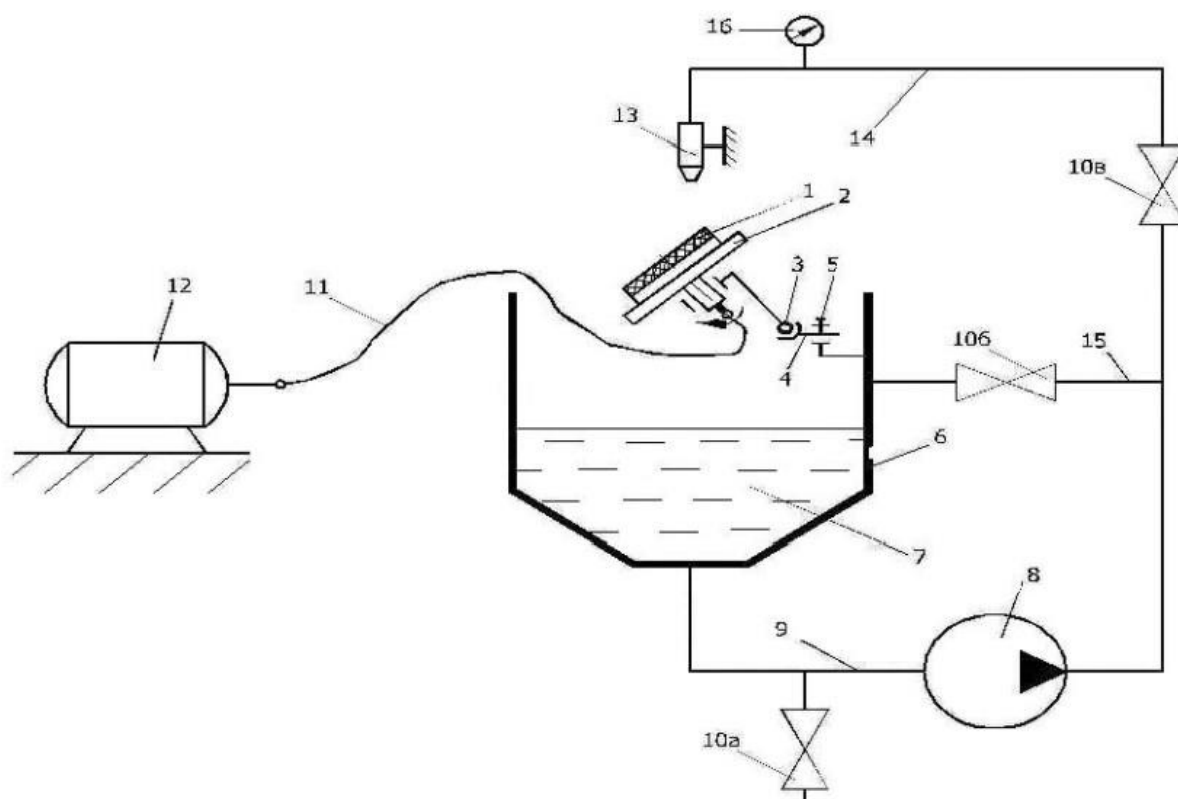


Рисунок 7 - Схема испытаний по СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015 (Методика проф. В.Н. Протасова)

На рисунке 7 представлено: 1 – образец с покрытием; 2 – вращающийся столик с постоянным магнитом для крепления образца; 3 – шарнирное устройство для изменения угла наклона оси столика к оси сопла; 4 – державка столика для его перемещения относительно оси сопла; 5 – винт стопорный; 6 – бак; 7 – модельная абразивная жидкость; 8 – шламовый насос; 9 – трубопровод всасывающий; 10 – задвижка; 11 – гибкий вал; 12 – электродвигатель; 13 – сопло; 14 – трубопровод нагнетательный; 15 – байпасная линия; 16 – манометр.

Использование данной методики для испытаний материалов, контактирующих с гидроабразивным потоком под разными углами, требует введения ряда усовершенствований:

- контроль равномерности распределения абразива в воде;
- оценка необходимости вращения образца во время испытания и др.

Таким образом, анализ существующих методик испытаний на гидроабразивное изнашивание показал, что методики имитирующее изнашивания линейной части трубопровода при его эксплуатации являются те, которые представлены в ASTM G65 и в работе [36], но их применение требует введения в зону контакта «образец – диск» жидкостной среды, содержащей абразив заданного состава.

1.4 Цель и задачи исследования

Наибольший ущерб от разрушения промышленного трубопровода наносит его разгерметизация. Для оценки ресурса промышленных трубопроводов необходимо провести исследование комплекса факторов, участвующих в разрушении.

Тенденции последних десятилетий в добыче нефти и газа показывают, что доля механических примесей в скважинной продукции неуклонно возрастает как вследствие проводимых технологических мероприятий, так и в результате ухудшения строения коллекторов, что приводит к усилению вклада изнашивающих факторов в разгерметизацию промышленных труб.

Основные изнашивающие воздействия на внутреннюю поверхность промышленных трубопроводов можно разделить на гидроабразивное изнашивание от потока жидкостной среды и истирание от контакта с очистными устройствами. Наиболее интенсивное воздействие эти процессы оказывают на внутренние полимерные покрытия трубопроводов вследствие их низкой поверхностной твердости и пониженной адгезионной прочности. Широкое применение в последнее десятилетие внутренних полимерных покрытий для защиты от коррозии промышленных трубопроводов повысило вклад изнашивающих факторов в сокращение срока их службы.

Анализ литературных данных свидетельствует о значительных исследованиях, посвященных изучению гидроабразивного изнашивания погружного оборудования и насосного оборудования. Однако рассмотрение процессов гидроабразивного изнашивания линейной части промышленных трубопроводов практически отсутствует.

Анализ существующих методов испытания на гидроабразивное изнашивание показал, что наиболее приближенными к реальным условиям эксплуатации промышленных трубопроводов являются методики, представленные в ASTM G65-2004 и в ГОСТ 23.208-79, но их применение для оценки процессов изнашивания промышленных труб требует введения ряда изменений

Проведенный анализ позволил сформулировать цель и задачи данной работы.

Целью работы является разработка методики оценки ресурса промышленных трубопроводов с внутренними полимерными покрытиями, эксплуатируемых в условиях гидроабразивного изнашивания коррозионно-активной промышленной средой, эксплуатационных изнашивающих и деградиационных воздействий.

Для достижения поставленной цели в работе можно выделить следующие основные задачи:

1. Исследование износостойкости внутренних полимерных защитных покрытий труб промышленных трубопроводов под действием гидроабразивного потока и очистных устройств;
2. Исследование вклада изнашивающих и деградиационных воздействий промышленных сред на ресурс внутренних полимерных покрытий промышленных трубопроводов;
3. Исследование скорости гидроабразивного изнашивания стальных трубопроводов под действием коррозионно-активной промышленной среды;
4. Разработка расчётно-экспериментальной методики оценки ресурса промышленных трубопроводов с внутренними полимерными покрытиями, эксплуатируемых в условиях перекачки гидроабразивного потока коррозионно-активной промышленной среды.

2. МЕТОДИКИ ДЛЯ ЭКСПЕРЕМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данном разделе представлены методов исследований, использованные в работе для испытаний внутренних полимерных покрытий и металла труб промышленных трубопроводов в зависимости от эксплуатационных факторов и характеристик промышленной среды. Для оценки ресурса трубопроводов при воздействии гидроабразивного потока предложен комбинированный метод испытаний на гидроабразивное изнашивание. Для оценки вклада в износ внутреннего покрытия операций по очистке полости трубопровода от солевых отложений и асфальто-смоло-парафинистых отложений (СОиАСПО) предложено дополнить метод Табера регистрацией линейного износа. Дegradацию свойств внутреннего покрытия под сбросом давления (декомпрессией) и агрессивным воздействием промышленных сред предложено определять по изменению адгезии методом нормального отрыва. Оценка вклада коррозии металла труб под действием коррозионно-активной промышленной среды в снижение ресурса промышленных трубопроводов определялась гравиметрическим методом.

2.1 Структура исследований

Объект исследования - промышленный трубопровод - представляет собой двухкомпонентную конструкцию. Она состоит из внутреннего полимерного покрытия, которое в первую очередь контактирует с агрессивной абразивосодержащей промышленной средой, и несущей основы в виде стальной трубы, которая вступает в контакт с эксплуатационной средой после потери сплошности внутреннего покрытия.

В соответствии с анализом агрессивных факторов, представленным в первой главе, к наиболее агрессивным воздействиям, вызывающим разрушение внутреннего покрытия, можно отнести:

- гидроабразивное изнашивающее воздействие потока гидроабразивной среды (содержание абразива, длительность залпового выброса);

- механическое изнашивающее воздействие при очистке от солевых (СО) и асфальто-смоляных отложений (АСПО) (количество операций, интенсивность изнашивания в ходе очистки);
- длительного контакта с внутренней и внешней средой (контакт с водно-нефтяной эмульсией, термоциклирование, декомпрессия) (адгезионная прочность).

Существенный вклад в процесс разрушения внутреннего покрытия вносит деградиационные воздействия промышленной среды, вызывающие отслаивание внутреннего покрытия.

После разрушения внутреннего покрытия в прямой контакт с агрессивной промышленной средой вступает основной металл стенки трубы. К разрушающим факторам, воздействующим на стальные промышленные трубопроводы, относятся:

- наличие пропанта, абразивных и механических примесей в гидроабразивном потоке;
- коррозионно-активные факторы среды (рН, СО₂, степень минерализации).

В соответствии с этим структуру исследования можно представить в виде схемы, показанной на рисунке 8.

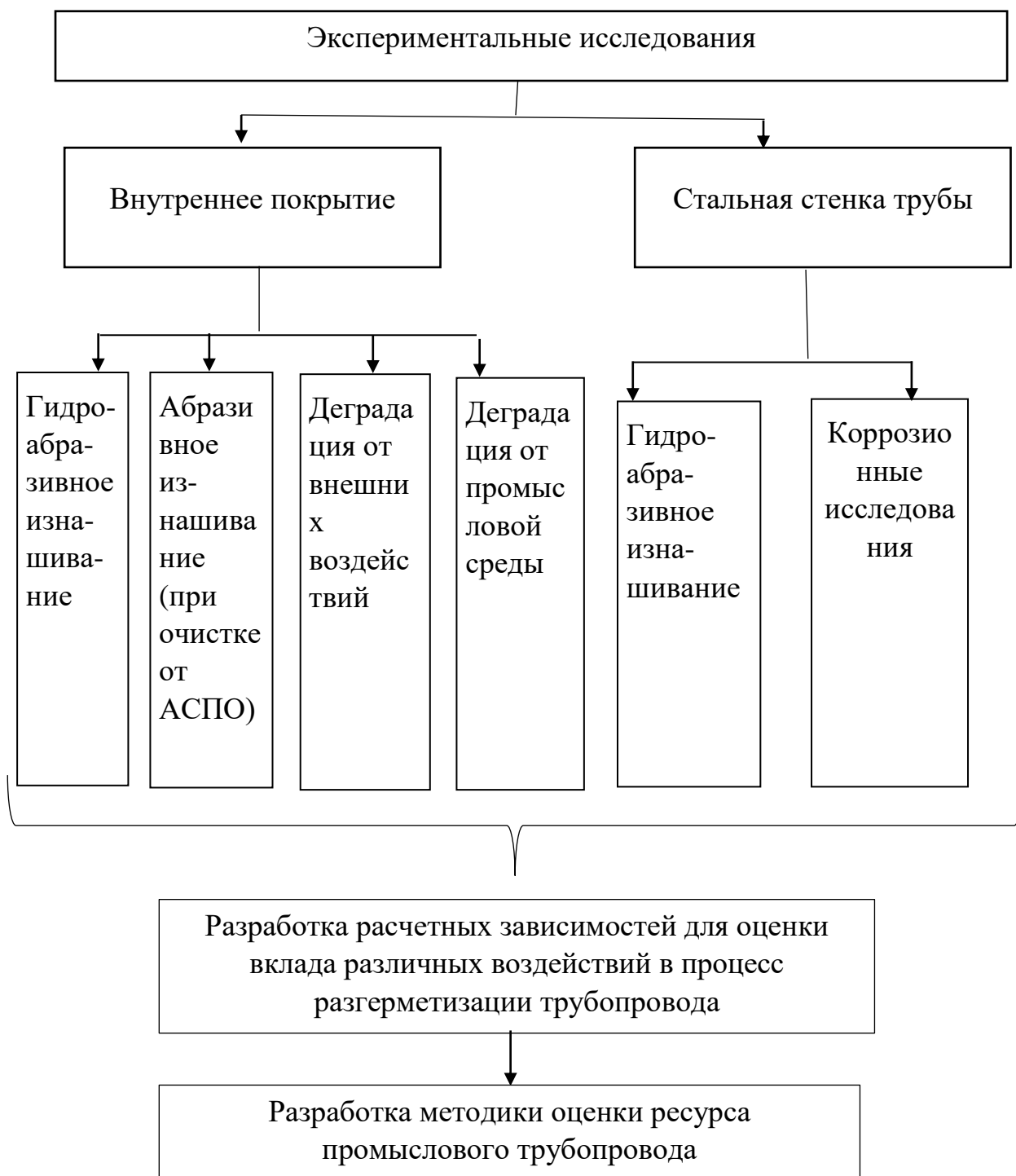


Рисунок 8 – Структура исследования

На интенсивность разрушающего действия каждого из перечисленных выше факторов влияют различные показатели промышленной среды и условия эксплуатации трубопроводной системы. Анализ показателей, учитываемых при проведении экспериментальных исследований, представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Экспериментальные блоки исследований

Цель	Воздействие	Факторы	Значения	Определяемый показатель	Оборудование	
Влияние эксплуатационных параметров на разрушение внутренней поверхности труб	Гидроабразивное изнашивание	Нагрузка	25 Н	Интенсивность изнашивания	Модернизированная установка по ASTM G65 Модернизированная установка по СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015	
		Концентрация абразива	16,7 г/л			
	Абразивное изнашивание	Нагрузка	10 Н	Интенсивность изнашивания	Прибор Табера	
		Число оборотов	60 об/мин			
	Деградиация покрытия в промышленной среде	Состав среды	Вода дистиллированная;	Имитатор нефтепродуктов - смесь 50 % о-ксилола и 50 % толуола	Адгезионная прочность покрытия к металлу труб методом нормального отрыва	Servopulser (Shimadzu EHF-EV200K2-040-1A) Термошкаф
			Температура			
		Декомпрессия	Давление	СО2 под давлением (2,0 ± 0.5) Мпа; N2 под давлением (3.0 ± 0.5) МПа		
	Скорость сброса давления		Не более 10 мин; 5 с			
	Термоциклирование	Диапазон температур	60±3 °С до минус 60±3 °С			
	Влияние эксплуатационных параметров на разрушение стальных труб	Гидроабразивное изнашивание	Нагрузка	130 Н	Интенсивность изнашивания	Модернизированная установка по ASTM G65
Концентрация абразива			125 г/л			
рН			5,0-8,0			
Минерализация			10-40 г/л			
Коррозия		рН	5,0-8,0	Скорость коррозии	Автоклав установки Cortest	
		Минерализация	10-40 г/л			
		Температура	+20 до +80 °С			
		Содержание СО2	0-1000 мг/л			

Проведенного анализа разрушающих воздействий видно, что наибольшее число переменных факторов, влияющих на разрушение промышленных трубопроводов, наблюдается при контакте промышленной среды со стальным трубопроводом без внутреннего покрытия.

По результатам предварительного анализа значимости факторов, произведено их ранжирование для составления матрицы полного факторного эксперимента. Для оценки гидроабразивного изнашивания стальных труб установлено, что факторами, определяющими процесс разрушения, являются:

x_1 (рН) – водородный показатель;

x_2 (с) – минерализация, г/л.

Для оценки процесса развития коррозионных разрушений переменными факторами являются

x_1 (рН) – водородный показатель;

x_2 (с) – минерализация, г/л.

x_3 (Т) – температура среды, °С

x_4 (С_{СО2}) - концентрация СО₂, мг/л;

В таблицах 5 и 6 представлены уровни варьирования факторов для процессов гидроабразивного изнашивания и коррозии стальных труб.

Таблица 5 - Уровни факторов и интервалы варьирования факторов для процесса гидроабразивного изнашивания стальных труб

Факторы	Уровень			Интервал варьирования	Размерность
	-1	0	+1		
x_1	5,0	6,5	8,0	1,5	-
x_2	10	25	40	15	г/л

Таблица 6 - Уровни факторов и интервалы варьирования факторов для процесса коррозии стальных труб

Факторы	Уровень			Интервал варьирования	Размерность
	-1	0	+1		
x ₁	5,0	6,5	8,0	1,5	-
x ₂	10	25	40	15	г/л
x ₃	+20	+50	+80	30	°С
x ₄	0	500	1000	500	мг/л

Количество уровней факторов для гидроабразивного изнашивания составляет 4, для коррозионного разрушения – 16.

Для проведения эксперимента по влиянию коррозионных факторов составлена, матрица планирования дробнофакторного эксперимента на основе случайной последовательности при постановке опытов в соответствии с таблицей случайных чисел.

Таблица 7 – Матрица дробнофакторного эксперимента ($1/2$ реплика)

№ опыта	x ₀	x ₁	x ₂	x ₃	x ₄	y
2	1	-1	-1	-1	-1	y ₂
8	1	-1	1	-1	-1	y ₈
3	1	1	1	-1	-1	y ₃
1	1	-1	-1	-1	-1	y ₁
4	1	1	-1	1	-1	y ₄
5	1	-1	1	-1	1	y ₅
7	1	1	1	1	1	y ₇
6	1	-1	1	1	1	y ₆

2.2 Испытания промысловых трубопроводов на гидроабразивное изнашивание

Залповые выбросы пропанта при ГРП, а также абразив, вымываемый из коллекторов при добыче нефти, приводит разрушению промысловых труб в результате гидроабразивного изнашивания. Значительно более низкий уровень твердости внутренних полимерных покрытий приводит к их ускоренному износу по сравнению со стальной поверхностью. При этом следует отметить, что

стойкость полимерных покрытий к действию абразива, движущегося по с потоком скважинной продукции, в настоящее время изучена недостаточно. Также отсутствует нормативно закрепленная методика определения износостойкости металла труб в условиях гидроабразивного изнашивания.

Анализ существующих методов испытаний на гидроабразивное изнашивание, выполненный в разделе 1.3 настоящей работы, показал, что наиболее приближенной к реальным условиям эксплуатации линейных участков трубопроводов является методика с применением установки по ASTM G65. Для адаптации данной методики испытаний к условиям гидроабразивного изнашивания внутренней поверхности промысловых труб подачу абразива в зону трения резинового колеса по образцу предложено проводить в присутствии жидкостной среды заданного состава. В качестве контролбразца при испытаниях согласно методике ASTM G65 использовался стальной диск шириной 12,7 мм с ободом из хлорбутиловой резины, твердостью 58-62 единицы по Шору.

Испытания на гидроабразивное изнашивание на модернизированной установке проводились в Австрийском центре компетенций в области трибологии AC2T Reserch GmbH. Подготовка гидроабразивного раствора осуществлялась в отдельной емкости, оснащенной мешалкой. Затем раствор подавался в бункер с помощью насоса, где повторно перемешивался мешалкой для предотвращения выпадения абразива в осадок. Из бункера гидроабразивный раствор с помощью второго насоса через стандартизированное сопло подавался в зону контакта резинового колеса с образцом. В качестве образцов использовались пластины размером 25 на 75 мм. Внешний вид и схема испытаний представлена на рисунке 9.

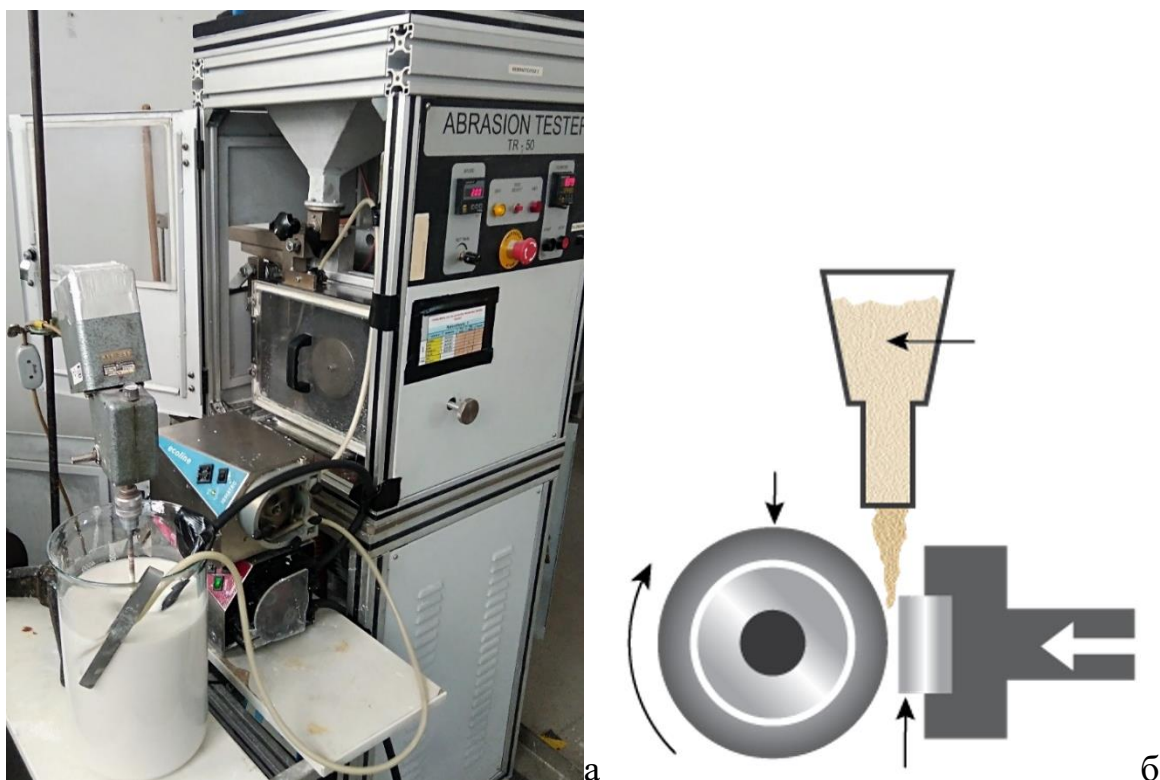


Рисунок 9 – а) Установка ASTM G65; б) – Схема испытаний

В соответствии с предложенной схемой испытаний на рисунке 9 образцы располагались вертикально относительно резинового колеса, и в зону трения подавался поток гидроабразивной среды. Прижатие образца к вращающемуся колесу может осуществляться с разным усилием, изменяющимся в диапазоне от 25 Н до 130 Н. Для определения давления, формируемого усилием прижатия в зоне контакта образца с колесом, в работе были выполнены замеры площадки контакта и определено контактное давление, действующее на образец, которое можно описать следующей зависимостью с относительной погрешностью 7%:

$$p = 0,0058 \cdot N + 0,0349 \quad , \quad (1)$$

где p – давление на контактной поверхности, Мпа

N – усилие прижатия, Н.

Данные замеров представлены графически на рисунке 10.

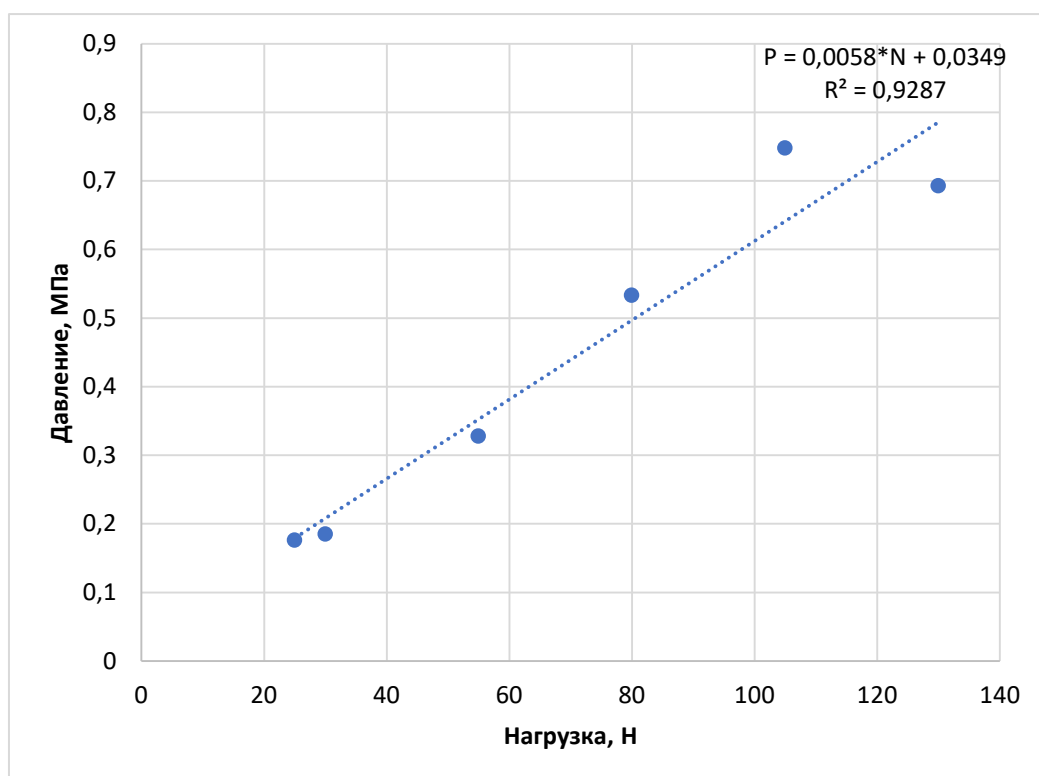


Рисунок 10 – Соответствие нагрузки в испытаниях на установки по ASTM G65 давлению перекачиваемой среды, содержащей абразив

В качестве компонентов для приготовления гидроабразивной среды использовалась:

- водопроводная вода, очищенная обратным осмосом,
- кварцевый песок ПС-150-2, с размером частиц 160-250 мкм.

При испытаниях стальных образцов, имитирующих стенку трубы, важным фактором, влияющим на величину износа, является коррозионная активность гидроабразивной среды. Выбор составов гидроабразивных сред проводился на основе анализа характеристик промышленных сред месторождений Западной Сибири и соответствовал следующим диапазонам изменения значений агрессивных факторов:

- минерализация жидкой фазы от 10 г/л до 40 г/л
- величина pH в результате наличия растворенного углекислого газа от 8,0 до 5,0;

– скоростью течения перекачиваемой водо-газо-нефтяной эмульсии (до 2,0 м/с).

Наличие механических примесей в транспортируемой продукции изменяется в зависимости от вида коллектора на месторождении и проводимых мероприятий по поддержанию продуктивности пласта.

Из данных эксплуатации различных месторождений Западной Сибири в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП их содержание в скважинной продукции изменяется от 200 до 1000 мг/л [3, 56].

Исходя из представленных данных были подобраны составы использованных испытательных сред для стальных образцов, различающиеся по степени коррозионной активности, показанные в таблице 8.

Таблица 8 – Компонентный состав испытательных сред

Тип испытаний	Компоненты испытательных сред и их параметры			
	Содержание абразива, г/л	pH	Минерализация, г/л	Кислота, мл HCl (0,1%)
Для сталей				
№1	125	7,0	–	–
№2		8,0	10	
№3		5,0	10	15
№4		5,0	40	15
Для внутренних покрытий				
№5	16,7	7,0	-	-

Испытания сталей проводились при частоте оборотов колеса равной 200 об/мин, что определяет относительную линейную скорость движения потока равную 2,4 м/с. Усилие прижатия составляло 130 Н. Единичный цикл испытаний стальных образцов продолжался 2 часа.

Оценка результатов испытаний стальных образцов проводилась путем определения величины потери массы образца. Для этого до и после испытаний выполнялось измерение массы образцов на электронных весах HTR-120CE. Также проводилось измерение топографии и площади зоны износа на оптически сканирующем приборе InfinitFocus G5 (Alicona).

Испытания образцов с полимерными покрытиями из-за их химической и коррозионной инертности проводились в среде, состоящей из водопроводной воды и кварцевого песка. Образец с полимерным покрытием прижимался к поверхности резинового диска с усилием 25 Н. Длительность испытания одного образца составляла 5 мин.

Испытания по модифицированной методике ASTM G65 имитируют износ внутреннего покрытия на линейном участке трубопровода, так как подача абразивной струи в зону контакта образца с поверхностью ролика осуществляется вдоль плоскости контакта. Эта методика не позволяет учесть влияние угла атаки при изменении направления движения гидроабразивного потока, например при прохождении поворотных участков трубопроводов (тепловых компенсаторов). Учет угла атаки имеет особое значение для изнашивания полимерных покрытий в силу их низкой стойкости.

Для испытаний внутренних покрытий на поворотных участках может быть использована методика испытаний, приведенная в СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015 [36] и описанная в разделе 1.3 работы. Данная методика предусматривает оценку износостойкости полимерного покрытия труб путем подачи струи жидкости, содержащей абразивные частицы, на поверхность покрытия с последующей оценкой потери толщины покрытия. Применение данного метода испытаний позволяет учитывать влияние угла атаки гидроабразивного потока и после внесения ряда корректировок было использовано в данной работе.

Методика испытаний включала в себя следующие этапы:

- фиксацию базовой поверхности и замеры толщины образца,
- закрепление на опорной плите образца,
- настройка требуемого угла атаки,
- установка расхода жидкости и абразивного материала.

В процессе испытаний фиксировалось количество израсходованной жидкости и абразива. В качестве абразива применялся песок кварцевый природный по [38] с размером частиц 160÷250 мкм.

После завершения испытаний образец промывался дистиллированной водой и высушивался фильтровальной бумагой. На рисунке 11 приведена схема стенда, используемого для данного испытания.

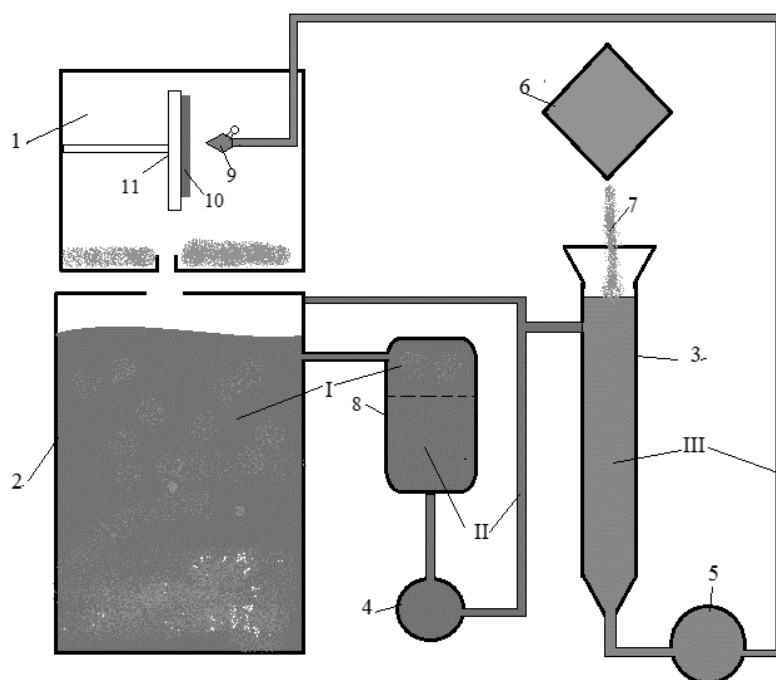


Рисунок 11 - Схема стенда для проведения испытаний

На рисунке 11 обозначены: 1 рабочая камера, 2 резервуар отстойник, 3 смесительная камера, 4 подкачивающий насос, 5 рабочий насос, 6 дозатор абразива, 7 абразивный материал, 8 фильтр, 9 форсунка, 10 образец, 11 держатель образца. I-загрязнённая вода, II- чистая вода III-рабочая среда (вода с заданным количеством абразива)

В качестве образцов для испытаний использовались пластины размером 100 мм х 150 мм, на рабочую поверхность которых было нанесено полимерное покрытие. В процессе испытаний фиксировалось количество израсходованного абразива и суммарное число оборотов диска. После окончания испытаний образец очищался от остатков абразива салфеткой.

Оценку величины износа образцов с полимерным покрытием после гидроабразивного изнашивания в работе предложено проводить методом профилометрии. На поверхности полимерного покрытия в зоне износа проводилась запись не менее 3 параллельных профилограм длиной не менее 71

мм с шагом 2,0 мм. Профилограммы снимались в направлении длинной стороны образца. Щуп прибора перемещался по поверхности образца, начиная с базового участка, находившегося вне зоны действия гидроабразивной струи, и далее по центру участка износа. Величина износа определялась как наибольшее отклонение профиля поверхности от уровня базового участка. При проведении замеров выяснилось, что на результат испытаний большое влияние оказывает кривизна поверхности образца, формируемая в процессе его подготовки и окрашивания. Для снижения погрешности измерений при обработке профилограммы на нее накладывалась линия контура поверхности образца. Базовой линией, относительно которой определялся линейный износ являлась интегральная прямая. Пример замеров профиля изношенного образца после испытаний на гидроабразивное изнашивание по модифицированной методике ASTM G65 представлен на рисунке 12, по модифицированной методике гидроабразивного изнашивания по СТО Тексерт 4.2-2015 на рисунке 13.

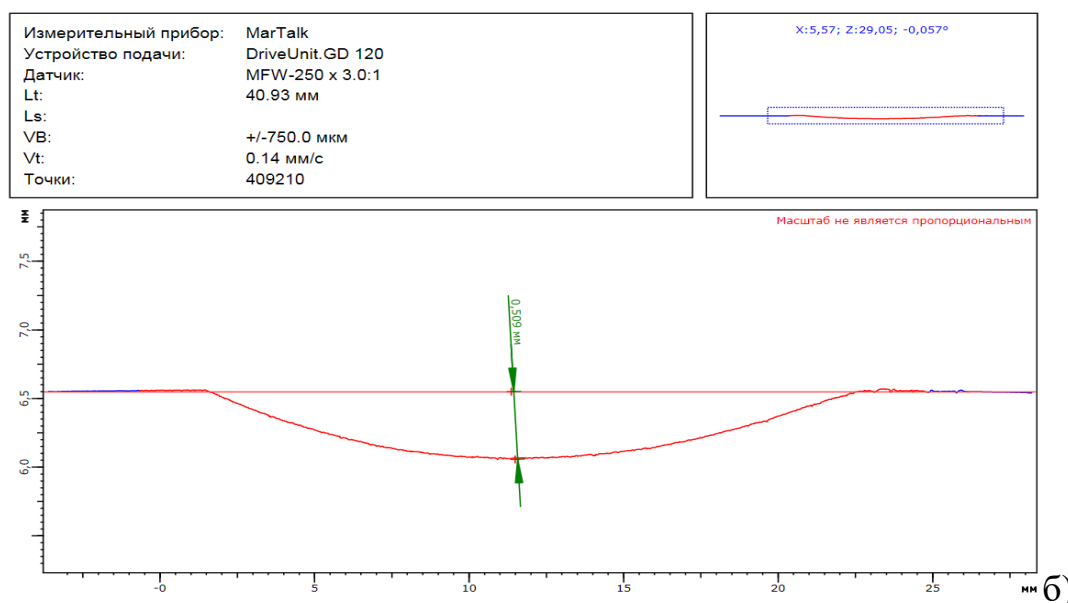


Рисунок 12 - Внешний вида образцов до и после испытаний (а) и замеры профиля изношенного образца (б) по по модифицированной методике ASTM G65

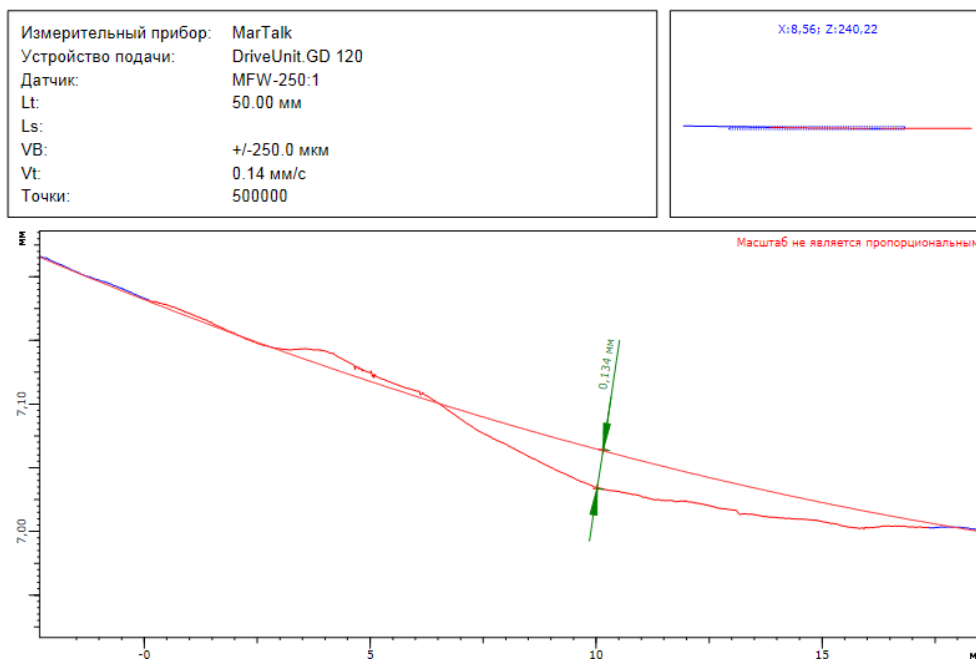


Рисунок 13 – Результаты замера профиля изношенного образца после испытаний на гидроабразивное изнашивание по модифицированной методике гидроабразивного изнашивания по СТО Тексерт 4.2-2015

По полученным профилограммам определялся максимальный линейный износ покрытия (L), как максимальное отрицательное отклонение профиля поверхности образца от плоскости, совпадающей с базовой поверхностью.

2.3 Методика испытаний внутренних покрытий трубопроводов на истирание при очистке от АСПО и СО

Очистка внутренней полости от АСПО и СО проводится специализированными очистными устройствами (поршнями), представляющими собой скребковую конструкцию. Скребки очистного устройства, выполненные из твердых полимерных материалов, прижимаются к внутренней поверхности трубы и перемещаются в режиме трения скольжения. При этом в зону контакта попадают твердые частицы удаляемых отложений и механических примесей. В результате внутренняя поверхность подвергается абразивному изнашиванию.

Оценку стойкости внутренних покрытий к истиранию под действием очистных устройств в работе предложено проводить по методу Табера, который включен в ГОСТ Р 58346-2019 для определения износостойкости покрытия.

Данный метод реализует схему трения монолитного абразива покрытия по плоской поверхности образца с нанесенным внутренним покрытием и приведен в ASTM D4060-2014 [96] (рисунок 14).

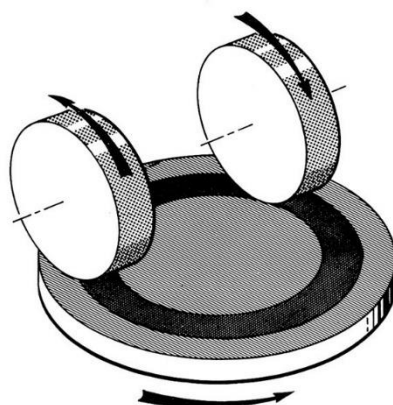


Рисунок 14 - Схема испытаний с помощью абразивного прибора Табера

Усилие прижатия в испытаниях составляло 10 Н, а скорость вращения составляла образца 60 об/мин, использовался абразивный диск С17.

Стойкость покрытия к истиранию в ГОСТ Р 58346-2019 оценивается по потере массы после 1000 циклов вращения. При этом ГОСТ Р 58346-2019 [37] регламентирует только предельную допустимую потерю массы покрытия (не более 60 мг). Полученные экспериментальные значения не позволяют использовать результаты данных испытаний для оценки ресурса покрытия и прогнозирования его отказа из-за проведения очистных операций.

Для использования результатов лабораторных испытаний при оценке долговечности покрытия в работе предложено определять линейный износ покрытия на дорожке трения методом профилометрии, описанным в предыдущем разделе. С использованием полученных значений предложено рассчитывать интенсивность изнашивания на единичный цикл контакта с очистным устройством по следующей формуле:

$$I = И/1000, \quad (2)$$

где: I – интенсивность изнашивания, мм/(цикл)

2.4 Методика определения деградации свойств внутренних полимерных покрытий под действием промышленных сред

Промысловые трубопроводы подвергаются действию различных эксплуатационных и технологических сред, которые оказывают деградирующее действие на внутренние покрытия труб. Перечень различных испытательных сред для внутренних полимерных покрытий труб регламентируется ГОСТ Р 58346-2019 [37] (таблица 9).

Таблица 9 - Испытательные среды по ГОСТ Р 58346-2019 для внутренних полимерных покрытий промышленных трубопроводов

Обозначение среды	Испытательные среды
В1	Вода дистиллированная [39] при температуре эксплуатации покрытия, выдержка 1000 ч
В2	Имитатор нефтепродуктов - смесь 50 % о-ксилола [40] и 50 % толуола [41] (плюс 20 ± 3 °С), выдержка 1000 ч
В7	Среда воздушная плюс 60 ± 3 °С до минус 60 ± 3 °С (15 циклов) по ГОСТ 27037

Основное негативное действие промышленных и технологических сред на деградацию свойств внутренних полимерных покрытий проявляется в изменении адгезионной прочности сцепления покрытия с металлом трубы. В работе предложено использовать данный показатель для оценки ресурса внутреннего покрытия. Определение адгезии внутреннего покрытия к металлу труб проводилось до и после выдержки в испытательной среде с применением метода нормального отрыва по ГОСТ 32299-2013 и ГОСТ Р 58346-2019.

Для проведения испытаний на образцы с внутренним покрытием, предварительно зачищенной и обезжиренной поверхностью, с помощью двухкомпонентного быстросохнущего эпоксидного клея должны быть наклеены цилиндрические заготовки с диаметром 2,5 мм. Затем склеенные образцы после высыхания испытывались на отрыв с помощью универсальной сервогидравлической установки для статических и динамических испытаний

серии Servopulser (Shimadzu EHF-EV200K2-040-1A) по схеме на рисунке 15, измеряя усилие отрыва покрытия от поверхности стального образца. Скорость перемещения захвата разрывного устройства должна быть $(2 \pm 0,5)$ мм/мин.

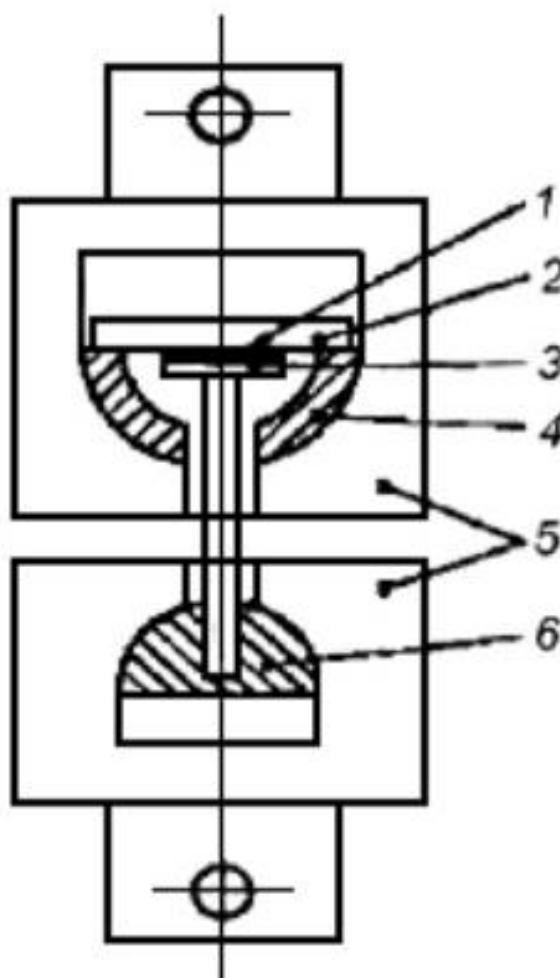


Рисунок 15 - Схематическое изображение разрывного устройства для
испытания

На рисунке 15 представлено: 1 - лакокрасочное покрытие; 2 - окрашиваемая поверхность; 3 - заготовка; 4, 6 - шаровой подвижный шарнир; 5 - опора (сконструированная под соединение в сборе).

В качестве образцов использовались сегменты труб с внутренним защитным покрытием размером 150 мм (в направлении центральной оси трубы), шириной от 70 до 100 мм с толщиной стенки трубы до нанесения. Выдержка образцов в испытательных средах проводилась в химических емкостях с использованием нагревательного и холодильного оборудования. Определение

адгезии покрытия к стали проводилось не менее чем через 24 ч и не более чем через 72 ч после окончания выдержки.

Одной из задач данного раздела работы является разработка методики расчета, позволяющая использовать данные лабораторных испытаний для оценки текущего уровня свойств внутренних покрытий в процессе эксплуатации и оценки ресурса до его отказа.

Значимым фактором, влияющим на ресурс полимерного покрытия, является гидродинамическое действие промышленной среды, возникающее при резком сбросе давления в трубопроводной системе и остановке перекачки продукции скважин. Это приводит к отслаиванию покрытия от поверхности металла. ГОСТ Р 58346-2019 [37] предусматривает два варианта оценки действия указанных факторов в виде испытаний в средах В5 и В6, характеризующихся разной продолжительностью выдержки и скоростью сброса давления. Состав водной и газовой сред и условия испытаний представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Состав водной и газовой сред и условия испытаний

Обозначение среды	Вид модельной среды	Условия выдержки
В5	Водный раствор натрия хлор [44] с массовой долей 5% + газовая фаза CO ₂ [43] под давлением (2,0 ± 0.5) МПа + N ₂ [42] под давлением (3.0 ± 0.5) МПа,	Время выдержки 240 ч, сброс давления не менее 10 мин
В6	Водный раствор натрия хлор [44] с массовой долей 5% + газовая фаза CO ₂ [43] под давлением (5,0 ± 0.5) МПа + N ₂ [42] под давлением (3.0 ± 0.5) МПа	Время выдержки 24 ч, сброс давления не более 5 с

При проведении испытаний при повышенном давлении применялся автоклав Cortest CERT-50kN/DCPD-2,2AC, имеющий измерительные и регулирующие устройства для поддержания и контроля заданных температуры и давления, и систему сброса давления.

Порядок испытаний следующий:

1. В автоклав заливается водный раствор 5% хлористого натрия до полного погружения образцов. Раствор при этом должен занимать приблизительно 3/4 объема автоклава.

2. Автоклав закрывается и производится продувка азотом в следующей последовательности:

- подается азот до достижения давления 0,5 МПа;
- выдерживается в течение 1 мин;
- производится сброс давления;
- установление атмосферного давления.

Данный цикл повторяется не менее трех раз.

3. В автоклав подается диоксид углерода до достижения заданного давления при температуре (80 ± 5) °С. При отсутствии других указаний давление испытаний составляет 5,0 МПа. Прогревают модельную среду в автоклавной установке до заданной температуры и создают заданное давление. Испытательную среду в автоклаве выдерживать до наступления равновесного состояния, но не менее 1 ч. При необходимости в автоклав подается диоксид углерода до достижения заданного давления. Фиксируется время начала испытаний.

4. Образцы выдерживаются в автоклавной установке в модельной среде в течение фиксированного времени при заданных значениях температуры и давления.

5. Осуществляется сброс давления со скоростью не менее 0,1 МПа/с. Сбрасывают давление в автоклавной установке и охлаждают модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры.

Извлеченный образец из модельной среды протирают фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды, и проводится оценка внешнего вида покрытия по [37]. Не допускаются разрушения: образование пузырей, растрескивание, отслаивание, коррозия металла.

6. При отсутствии на поверхности покрытия недопустимых дефектов выполняются испытания на определение адгезионной прочности сцепления покрытия с металлом.

На основе полученных результатов адгезионной прочности сцепления внутренних защитных покрытий в исходном состоянии и после сброса давления также определялась величина снижения адгезионной прочности сцепления по методике, представленной выше.

2.5 Оценка коррозионной стойкости трубопроводов

Оценка коррозионного воздействия промышленной среды на металл труб проводилась для определения вклада этого фактора в процесс разгерметизации промышленных трубопроводов, эксплуатируемых без внутреннего защитного покрытия или после его разрушения.

Для исследования коррозионных процессов были выбраны следующие характеристики промышленных сред:

- водородный показатель (рН) в диапазоне от 5,0 до 8,0;
- степень минерализации в диапазоне от 10 г/л до 40 г/л;
- концентрация CO_2 от 300 до 1000 мг/л.

Коррозионные испытания проводились на стальных образцах размером 50x50 мм, вырезанных из труб диаметром 325 мм с толщиной стенки 9 мм. Поверхность образцов после вырезки подвергалась фрезерованию и затем шлифовалась. Образцы перед испытаниями подвергались очистке и обезжириванию.

Компонентами имитационных сред являлись:

- дистиллированная вода;
- химикаты – HCl (ч.д.а.) по [57], Na_2CO_3 (ч.) по [58], NaCl (ч.) [44].

Нейтральный соляной раствор готовился путем растворения в дистиллированной воде по [39] NaCl (ч.) по [44]. Водородный показатель (рН) раствора корректировался до данного значения при помощи соляной кислоты (HCl ч.д.а.) по [57].

При испытаниях использовалось следующее оборудование:

- электрохимический комбинированный портативный прибор UP-4151M для измерения pH, EPC, EPP, TDS, минерализации воды и температуры жидкости.
- весы ViBRA HT-124RCE;
- термошкаф UT-4620 для коррозионных испытаний при температуре, а также сушки образцов после испытаний.

Коррозионные испытания образцов проводились гравиметрическим методом путем выдержки при температурах $+20\pm 1,0$ °C, $+60\pm 1,0$ °C, $+80\pm 1,0$ °C в негерметизированных лабораторных емкостях объемом 1,0 литр, закрытых часовым стеклом, в растворе с заданной концентрацией NaCl и величиной pH в течение 336 ч. Величина pH и минерализации замерялась ежедневно при помощи портативного мультипараметрического измерителя ULAB UP-4151M. Корректировка среды проводилась при изменении концентрации компонентов более чем на 10% от исходных параметров. В среднем внесение корректировочных компонентов осуществлялось один раз в 3 суток. После выдержки испытания подвергались очистке в соответствии с ГОСТ 9.905-2007 и контролем изменения массы образцов.

Для проведения испытаний в среде, содержащей CO₂, использовался автоклав установки Cortest объемом 2,2 л. В автоклавный сосуд заливался раствор с заданным pH и минерализацией. Сосуд герметизировался крышкой с болтовым креплением и металлическим уплотнительным кольцом. Из баллона в автоклав подавался углекислый газ (По ГОСТ 8050-85; жидкий, высший сорт чистотой 99,9%, примеси водяных паров 0,037 г/м³) для создания заданного парциального давления.

По полученным данным и площади образцов определялась удельная весовая скорость коррозии и линейная скорость коррозии по формулам:

$$V_k = \frac{\Delta m}{F \cdot t} \quad , \quad (3)$$

$$v_k = \frac{8,76 \cdot V_k}{\rho} \quad , \quad (4)$$

Где Δm – потеря массы образцов, г; F – площадь образцов, m^2 ; v_k – линейная скорость коррозии (глубинный показатель), мм/год;

8,76 — коэффициент для перехода от измерения весового показателя скорости коррозии в расчете на 1 ч к глубинному показателю в расчете на 1 год ($24 \text{ ч} \cdot 360 = 8760 \text{ ч}$); V_k — скорость коррозии, г/($m^2 \cdot \text{ч}$); ρ — плотность, г/ cm^3 .

2.6 Материалы и применяемые образцы

В настоящее время для защиты промысловых трубопроводов наибольшее применение нашли эпоксидные покрытия. Укрупненно они были разделены на две группы:

- однослойные покрытия, полученные с использованием двухкомпонентных жидких эпоксидных составов,
- двухслойные порошковые эпоксидные покрытия, состоящие из грунтовочного слоя и защитного слоя.

Покрытия на внутреннюю поверхность труб наносятся заводским способом. Жидкие покрытия наносятся методом распыления, порошковые составы наносятся методом электростатического осаждения.

Реестры нефтегазовых компаний таких как ПАО «Газпром нефть», ПАО «Транснефть», ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром» насчитывают в настоящий момент более 100 наименований различных систем защитных покрытий, предлагаемых производителями. При таком широком разнообразии предлагаемых продукции достаточно остро стоит вопрос обоснованности выбора покрытия для условий конкретного месторождения, обеспечивающего заданный ресурс работы промысловых трубопроводов.

Из имеющихся на рынке систем внутренних защитных покрытий в нефтепромысловой части отрасли более широкое применение имеют двухслойные порошковые эпоксидные составы. Вместе с тем, имеется достаточно большая группа и жидких эпоксидных систем.

Для проведения испытаний внутренних полимерных покрытий были выбраны 5 систем защитных покрытий разных производителей, различающиеся по своим исходным характеристикам (таблица 11).

Образцы для испытаний представляли собой стальные пластины размером 25x75x4 мм, 100x100x4 мм и 100 мм x 150x4 мм, на рабочую поверхность которых заводским способом было нанесено полимерное покрытие.

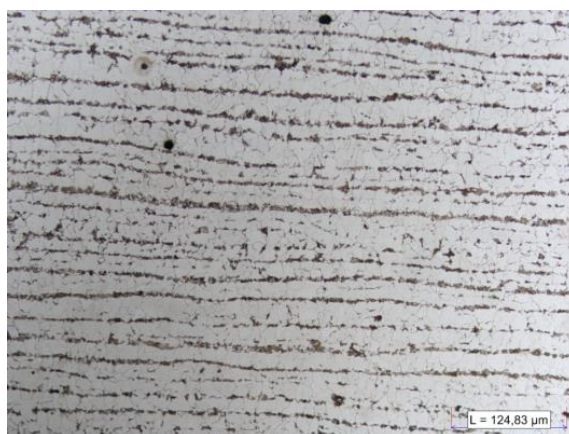
Для исследования стойкости металла труб были выбраны наиболее распространенные марки сталей, применяемые для изготовления труб промышленных трубопроводов - 20А, 09Г2С. Механические свойства труб из испытываемых сталей в таблице 12, химический состав исследуемых марок сталей представлен в таблице 13.

Структура стали 20А мелкодисперсная ферритно-перлитная со слабо выраженной полосатостью. Загрязненность металла незначительная. У стали 09Г2С ферритно-перлитная структура характеризовалась наличием полосчатости, сформированной в результате проката.

Структуры, выбранных сталей приведены на рисунке 16.



Сталь 20А.



09Г2С

Рисунок 16 - Фотографии структуры исследованных сталей

Таблица 11 – Характеристики покрытий, выбранных для испытаний

Маркировка	№1	№2	№3	№4	№5
Система АКП	Грунтовка + краска порошковая эпоксидная	Грунтовка + краска порошковая эпоксидная	Грунтовка + краска порошковая эпоксидная	Однослойное двухкомпонентное покрытие на основные жидкой эпоксидной смолы	Однослойное на основе эпоксидной эмали
Толщина	339-878 мкм	456-711 мкм	497 – 795 мкм	625-950 мкм	600-898 мкм
Цвет	RAL 7047	RAL 7039	RAL 7045	RAL 5007	RAL 6021
Диэлектрическая сплошность, кВ	2,1 - 3,2	2,7 - 4,5	2,6-3,7	2,6 – 3,4	2,0-2,2
Адгезия (устойчивость к отслаиванию) X-образным надрезом по ГОСТ 32702.2, балл	0	0	0	0	0
Адгезия нормальным отрывом, МПа	11,0	16,6	37,0	18,0	26,0
Стойкость к изгибу (стрела прогиба), мм	3,7	3,6	3,6	4,1	4,0

Таблица 12 – Механические свойства труб из сталей 20А и 09Г2С

Марка стали	Временное сопротивление σ_B , МПа	Предел текучести условный $\sigma_{0,2}$, МПа	Временное сопротивление δ_5 %
20 А	392	245	22
09Г2С	490	345	21

Таблица 13 - Химический состав в % материала

Марка стали	C	Si	Mn	Ni	S	P	Cr
20А (ГОСТ 21729 – 76)	0.17 - 0.24	0.17 - 0.37	0.35 - 0.65	до 0.25	до 0.035	до 0.035	до 0.25
09Г2С (ГОСТ 19281 2014)	до 0.12	0.5 - 0.8	1.3 - 1.7	До 0,3	До 0,035	До 0,03	До 0,3

2.7 Выводы

По результатам второй главы сформулированы следующие выводы:

1. Для определения стойкости металла промышленных труб и внутренних защитных покрытий на линейных участках промышленных трубопроводов к действию гидроабразивного потока предложено использовать модифицированную схему испытаний по ASTM G65, заключающуюся в подаче гидроабразивного потока заданного состава и коррозионной активности в зону контакта образца с резиновым диском.

2. Для определения стойкости полимерных покрытий при изнашивающем действии очистных устройств предложено использовать метод испытаний по Таберу с регистрацией величины линейного износа профилографическим методом.

3. Для определения стойкости полимерных покрытий на поворотных участках трубопроводов предложено использовать методику гидроабразивного изнашивания по СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015 с применением модифицированной установки и проведением испытаний при углах атаки 45° и 90° и оценивать влияние угла атаки путем определения корректирующего коэффициента.

4. Для оценки деградационных и гидродинамических воздействий промышленных сред на ресурс внутренних полимерных покрытий предложено определять изменение адгезии покрытия к металлу до и после выдержки с

использованием метода нормального отрыва по ГОСТ 32299–2013 и ГОСТ Р 58346–2019.

5. Для оценки вклада коррозионной агрессивности промышленной среды в разгерметизацию промышленного трубопровода без внутреннего покрытия предложено провести комплекс коррозионных испытаний металла труб в средах с разной агрессивностью гравиметрическим методом.

ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

Оценка ресурса промышленных трубопроводов, работающих в условиях гидроабразивного изнашивания, требует оценки вклада механического и коррозионного факторов в процесс разрушения внутренней поверхности защитных покрытий и металла труб. В данной главе представлены результаты экспериментальных исследований на гидроабразивное изнашивание по модифицированной методике ASTM G65 и СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015, результаты экспериментальной оценки степени снижения адгезионной прочности сцепления полимерных покрытий с металлом труб под действием эксплуатационных факторов и рассмотрено влияние коррозионной среды на развитие процесса разгерметизации трубопровода. На основе полученных экспериментальных данных разработаны расчетные зависимости по определению скорости разрушения металла труб и полимерных покрытий под действием изнашивающих и коррозионных факторов промышленной среды.

3.1 Влияние на износостойкость технологического и гидроабразивного воздействия

Испытания полимерных покрытий на гидроабразивное изнашивание в условиях, характерных для ламинарного течения потока жидкостной среды проводились по предложенной модифицированной методике ASTM G65. Результаты определения линейного износа образцов внутренних покрытий разных производителей представлены в таблице 14.

На разрушение образцов при гидроабразивном изнашивании влияет большое число факторов. Для учета влияния этих факторов в работе предложено проводить оценку процесса изнашивания по удельной скорости изнашивания ($v_{Г/АБР}$), представляющей собой величину линейного износа, отнесенную на содержание абразива в испытательной среде и давление прижатия и определяемую по формуле:

$$v_{Г/АБР} = \frac{L}{q \cdot p \cdot t} \quad , \quad (5)$$

где: L – средний линейный износ образца за единичный цикл испытаний, мм, q – концентрация абразива в потоке испытательной среды, г/м³, p – давление прижатия образца, МПа, t – длительность единичного цикла испытания, ч.

Результаты расчета удельной скорости изнашивания также представлены в таблице 14.

Таблица 14 - Сводные результаты испытаний по износостойкости стойкости полимерных покрытий по модифицированной методике ASTM G65

Значения		Двухслойное покрытие №1	Двухслойное покрытие №2	Двухслойное покрытие №3	Однослойное покрытие №4	Однослойное покрытие №5
Линейный износ, мкм	Min	503	506	562	769	742
	Max	541	541	615	885	820
	Среднее	517	519	592	827	789
Среднеквадратическое отклонение	мкм	±19,2	±17,69	±26,58	±58	±42,4
	%	±4	±3	±5	±7	±5
Удельная линейная скорость изнашивания (v _{Г/АБР}), [мм/(ч МПа)]		0,0021	0,0024	0,0021	0,0034	0,0032

Анализ полученных результатов показывает, что все исследованные двухслойные покрытия показали сопоставимую величину износа с разницей полученных значений в пределах 5-14%. Износ однослойного покрытия существенно превышает износ двухслойных покрытий не менее чем на 40%. Среднеквадратическое отклонение полученных значений не превышает 10%, что

показывает удовлетворительную стабильность предложенной модифицированной методики испытаний.

Для оценки влияния угла атаки на износостойкость полимерных внутренних покрытий на втором этапе были выполнены испытания на изнашивание при воздействии гидроабразивной струи, ориентированной под углами 45⁰ и 90⁰ по методике гидроабразивного изнашивания по СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015. Результаты испытаний на гидроабразивное изнашивание представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Результаты испытаний защитных покрытий на гидроабразивное изнашивание при разных углах атаки

Тип покрытия	Режимы испытаний	Угол атаки, °	Величина линейного износа, мкм	Интенсивность изнашивания, мкм/кг	
Двухслойное покрытие №1	Время испытаний - 1 час, Объем испытательной среды - 1200 л., Количество абразива 6000 г	90	Среднее 270,5	Среднее 45,08	
			Среднеквадратическое отклонение ±50%		
		45	Среднее 237,5	Среднее 39,58	
			Среднеквадратическое отклонение ±53%		
Двухслойное покрытие №2		Время испытаний - 1 час, Объем испытательной среды - 1200 л., Количество абразива 6000 г	90	Среднее 15	Среднее 2,5
				Среднеквадратическое отклонение ±100%	
			45	Среднее 224	Среднее 37,33
				Среднеквадратическое отклонение ±52%	
Двухслойное покрытие №3	Время испытаний - 1 час, Объем испытательной среды - 1200 л., Количество абразива 6000 г		90	Среднее 358	Среднее 59,67
				Среднеквадратическое отклонение ±82%	
			45	Среднее 14,5	Среднее 2,42
				Среднеквадратическое отклонение ±100%	

Продолжение таблицы 15 - Результаты испытаний защитных покрытий на гидроабразивное изнашивание при разных углах атаки

Однослойное покрытие №4	90	Среднее 39,5	Среднее 7,1
		Среднеквадратическое отклонение ±42%	
	45	Среднее 141	Среднее 24,02
		Среднеквадратическое отклонение ±43%	

Обработка результатов испытаний показала, что данный метод испытаний характеризуется большим разбросом значений и существенной неточностью измерения линейного износа из-за неровности исходной поверхности образцов. Поэтому использовать полученные значения в качестве абсолютных величин для оценки износостойкости внутренних покрытий нельзя. Вместе с тем, сопоставление средних результатов испытаний показало значительное влияние угла атаки на показатели стойкости покрытия к действию гидроабразивной струи.

Как видно из представленных данных, линейному износу при ламинарном потоке больше подвержены однослойные покрытия, а при углах атаки от 45⁰ до 90⁰ - двухслойные. Использование полученных показателей изнашивания при разных углах атаки при расчете ресурса внутренних покрытий на поворотных участках трубопроводов в работе было предложено проведено с использованием коэффициента влияния угла атаки (K_{УА}) по формуле:

$$K_{УА} = I^{90} / I^{45} \quad , \quad (6)$$

где I⁹⁰ и I⁴⁵ – значения линейного износа при угле атаки 90⁰ и 45⁰, мкм.

Полученные значения представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Коэффициент влияния угла атаки при гидроабразивном изнашивании

Тип покрытия	№1	№2	№3	№4
K _{УА}	1,139	0,134	12,345	0,28

Используя в качестве базовой характеристики значения удельной скорости изнашивания, полученные при испытаниях по ASTM G65, и объединяя их с коэффициентом влияния угла атаки можно оценить изменение скорости изнашивания внутреннего покрытия на поворотных участках трубопроводов по формуле:

$$v_{\Gamma/\text{АБР}}^{90} = K_{\text{УА}} \cdot v_{\Gamma/\text{АБР}} , \quad (7)$$

Для оценки величины ресурса внутренних покрытий трубопроводов, эксплуатируемых в различных условиях гидроабразивного изнашивания, в работе предложена зависимость, позволяющая с использованием полученных экспериментальных данных учесть влияние таких параметров как: концентрация абразива в потоке промысловой среды, скорость потока, длительность единичного выброса абразива и наличие турбулентности:

$$T_{\Gamma/\text{абр}} = S_{\text{исх}} / (K_{\text{УА}} * v_{\frac{\Gamma}{\text{АБР}}} * P * Q), [\text{ч}] , \quad (8)$$

где: $S_{\text{исх}}$ - толщина покрытия, мм; $v_{\Gamma/\text{АБР}}$ – удельная линейная скорость гидроабразивного изнашивания внутреннего покрытия, мм/(г/м³ МПа ч); Q – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³; P – давление в трубопроводе, МПа.

В значение износа внутреннего покрытия трубопроводов существенный вклад вносят операции очистки полости трубопровода от солевых и асфальто-смоляных отложений. Оценка стойкости внутренних защитных к истиранию при очистке от отложений проводилась с использованием метода Табера, но определение результатов испытаний по линейному износу образцов осуществлялось методом профилометрии (таблица 17).

Таблица 17 - Сводные результаты испытаний износостойкости при скольжении монолитного абразива (метод Табера) для образцов с разными типами покрытий

Тип покрытия	Двухслойное покрытие № 1	Двухслойное покрытие № 3
Средний линейный износ, мкм	23±26%	56±26%
Интенсивность изнашивания на 1 цикл	0,023 мкм/цикл	0,056 мкм/цикл

Как видно из полученных данных разброс значений линейного износа, определенного методом профилометрии после испытаний по методу Табера составляет 26%. Интенсивность изнашивания за один цикл очистки для исследованных типов покрытий находится в диапазоне от 0,023 мкм/цикл и 0,056 мкм/цикл.

С использованием полученных значений предложено рассчитывать ориентировочный ресурс покрытия по следующей зависимости:

$$I_{\text{СОиАСПО}} = I * n, [\text{мм}] , \quad (9)$$

Где: I – интенсивность изнашивания, мкм/(цикл), n – количество операций по чистке полости участка трубопровода, циклы.

Полученные значения позволяют рассчитать ориентировочный ресурс покрытия при его контакте с очистным устройством. Если принять единичный цикл контакта с абразивным кругом при лабораторных испытаниях за один цикл очистки полости трубопровода, то полученные значения позволят прогнозировать потерю толщины покрытия от этого рода воздействий за фактическое время эксплуатации трубопровода и принятой частоты проведения очистных работ.

Таким образом, выполненные исследования показали возможность определения на основе данных лабораторных испытаний величины ресурса внутреннего покрытия трубопровода в зависимости от таких характеристик промышленных сред как концентрация абразива в потоке промышленной среды, скорость потока, длительность единичного выброса абразива, турбулентность потока, а также от технологических условий его эксплуатации.

3.2 Оценка деградиционных воздействий промышленных сред

Отслоение внутреннего полимерного покрытия при потере адгезионной прочности сцепления приводит к его разрушению и возникновению прямого контакта поверхности стальных труб с промышленной средой. На изменение адгезии внутреннего покрытия к поверхности трубы оказывает влияние значительное число факторов. Их можно разделить на две группы: факторы прямого действия и косвенные факторы.

Износ внутреннего покрытия относится к факторам прямого действия, так как снижает толщину полимерного покрытия, что может оказывать влияние на адгезионную прочность сцепления покрытия с металлом. Для оценки этой взаимосвязи в работе был выполнен цикл испытаний по определению изменения адгезионной прочности однослойных и двухслойных покрытий при разной остаточной толщине покрытия. Результаты испытаний представлены на рисунке 17 (а, б).

Для данных рисунка 17 необходимо произвести расчет доверительных интервалов для выявления связи представленных факторов.

Предельная ошибка рассчитывается по выражению:

$$\pm \Delta = t * m_r, \quad (10)$$

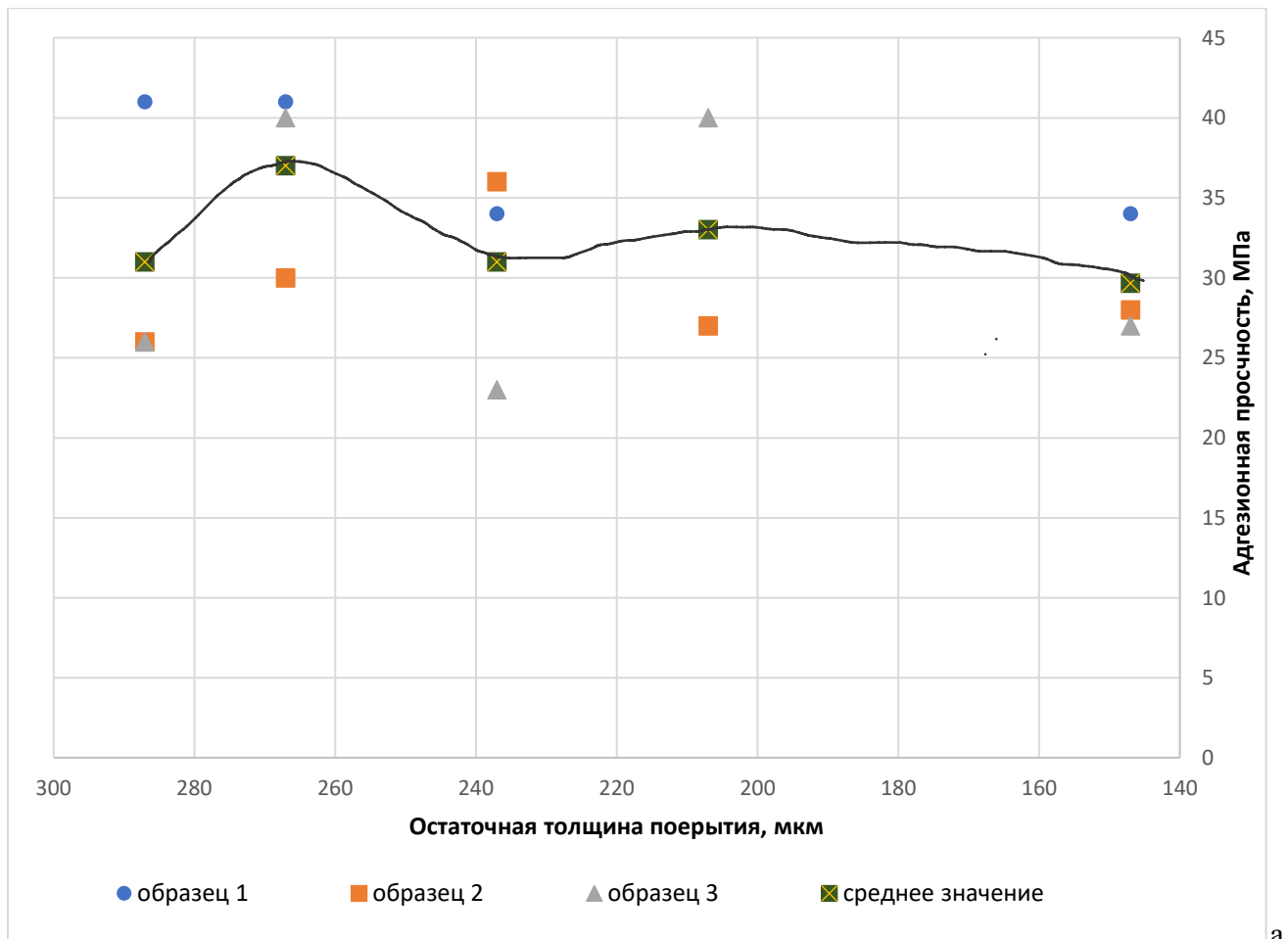
Где t – коэффициент Стьюдента, равный 2 при 95% точности, m_r - ошибка репрезентативности.

$$m_r = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}, \quad (11)$$

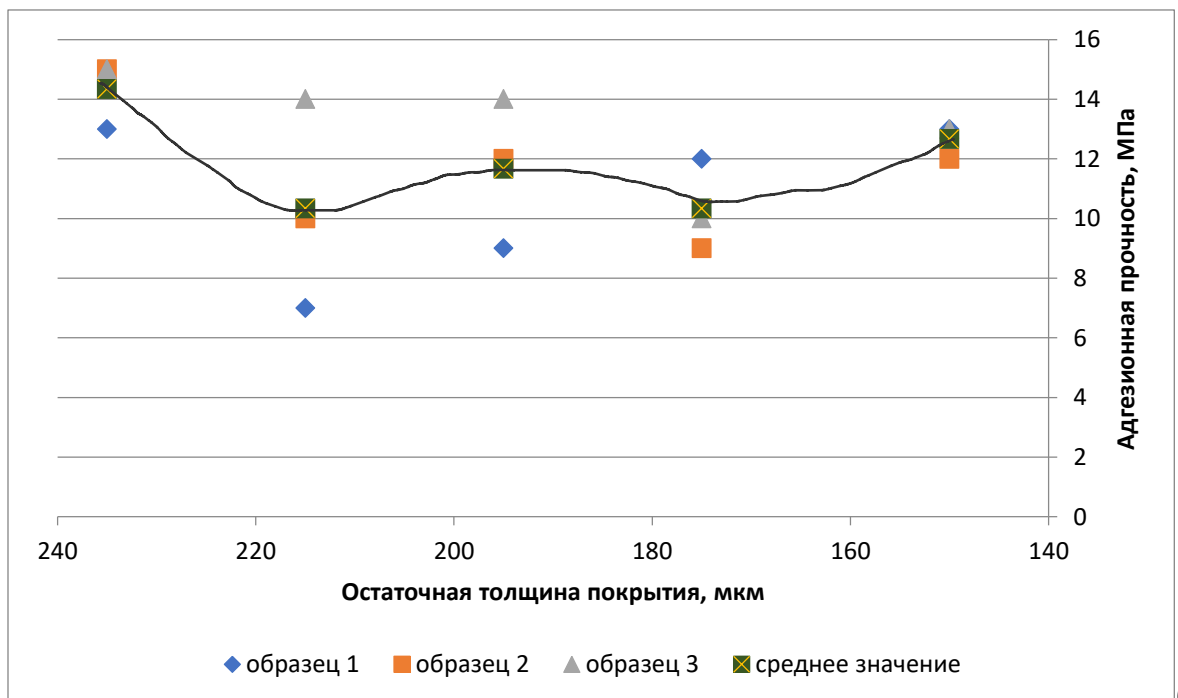
Где σ - среднеквадратичное отклонение, n – выборка.

Для 17 (а) : $\sigma = 2,9$ по результатам расчета в excel, по выражениям (10)-(11) были получены значения $m_r = 1,3$ и $\pm \Delta = 2,6$, соответственно доверительный интервал равен 5,2.

Для 17 (б) : $\sigma = 1,7$ по результатам расчета в excel, по выражениям (10)-(11) были получены значения $m_r = 0,75$ и $\pm \Delta = 1,5$, соответственно доверительный интервал равен 3,0.



а



б

Рисунок 17 - Влияние остаточной толщины полимерных покрытий на адгезионную прочность сцепления: а) двухслойное №3, б) однослойное №4

Как видно из полученных данных изменение среднего значения адгезионной прочности находятся в пределах доверительных интервалов. Таким

образом, взаимосвязи между уменьшением толщины покрытий в результате износа и адгезионной прочностью не выявлено. Это позволяет рассматривать действие изнашивающих факторов, приводящих к снижению толщины полимерного внутреннего покрытия, и деградиционных факторов, вызывающих его отслаивание, как группы самостоятельных независимых воздействий.

Контакт внутреннего покрытия с промышленными средами приводит к изменению адгезионной прочности сцепления внутреннего покрытия с поверхностью трубы, но носит косвенный характер, так как напрямую не влияет на изменение толщины покрытия. Оценка деградиционного действия промышленных сред на адгезионную прочность сцепления была выполнена на образцах в исходном состоянии и после выдержки в средах, представленных в разделе 2.3 работы. Сводные результаты испытаний покрытий разного состава по значениям адгезионной прочности сцепления представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты испытаний на адгезионную прочность

Показатели	Исходная	Вода (плюс 80 ± 3 °C), выдержке 1000 ч	Имитатор нефтепродуктов – смесь 50 % о-ксилола и 50 % толуола (плюс 20 ± 3 °C), выдержка 1000 ч	Декомпрессия		Термоциклирование плюс 60 ± 3 °C до минус 60 ± 3 °C (15 циклов) по ГОСТ 27037
				Выдержка 24 ч, сброс давления не более 5 с	Выдержка 240 ч, сброс давления не менее 10 мин	
Двухслойное покрытие №1						
Адгезионная прочность, МПа	11,0	14,5	28,9	15,9	7,7	28,6
Стандартное отклонение, %		$\pm 6,35$	$\pm 1,15$	$\pm 0,78$	$\pm 1,75$	$\pm 7,37$
Двухслойное покрытие №2						
Адгезионная прочность, МПа	16,6	18,9	32,4	16,3	19,7	31,6
Стандартное отклонение, %		$\pm 4,75$	$\pm 2,1$	$\pm 3,63$	$\pm 3,16$	$\pm 8,0$
Двухслойное покрытие №3						
Адгезионная прочность, МПа	37,0	35,9	38,2	26,8	27,5	39,6
Стандартное отклонение, %		$\pm 1,22$	$\pm 2,4$	$\pm 1,68$	$\pm 1,77$	$\pm 5,6$

Продолжение таблицы 18 – Результаты испытаний на адгезионную прочность

Однослойное покрытие №4						
Адгезионная прочность, МПа	18,0	17,0	17,5	0	0	18,0
Стандартное отклонение, %		± 6,21	± 2,4	-	-	± 5,6
Однослойное покрытие №5						
Адгезионная прочность, МПа	26,0	15,9	13,1	0	0	25,0
Стандартное отклонение, %		± 13,8	± 8,4	-	-	± 8,2

Анализ результатов испытаний стойкости внутренних покрытий к действию различных сред показал, что наиболее агрессивное воздействие оказывает декомпрессия газожидкостной среды. Это воздействие проявляется в появлении пузырей и вздутий покрытия, как это показано на рисунке 18 для однослойного покрытия №4.



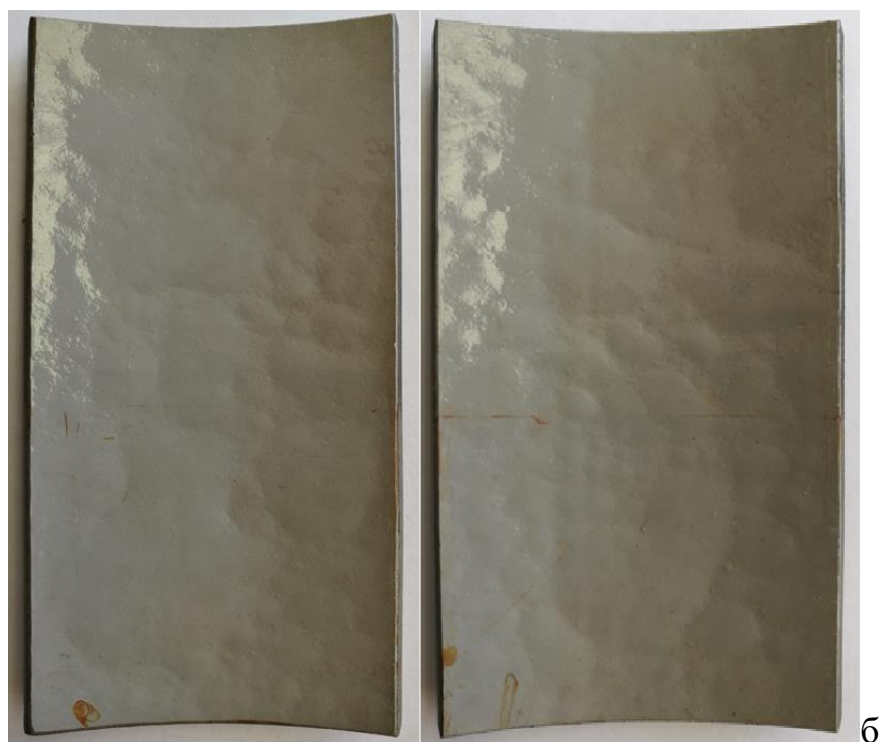


Рисунок 18 - Внешний вид покрытия №4 после выдержки в:

а) среде В5, б) среде В6

При отсутствии отслаивания покрытия действие декомпрессии вызывает существенное снижение прочности адгезии покрытия к поверхности металла, определяемой методом нормального отрыва. Анализ полученных данных показывает, что исходные значения прочности адгезии покрытия к металлу не определяют однозначно величину снижения этого показателя, полученную после декомпрессии. Так, значения адгезии для двухслойного покрытия №1 показало зависимость изменения адгезии от условий декомпрессии, в то время как двухслойное покрытие №2 продемонстрировало рост адгезионной прочности по мере увеличения времени выдержки до сброса давления. Увеличение значений адгезии можно связать с протеканием завершающих стадий процесса полимеризации. Однослойное покрытие при таких условиях испытаний показало полную потерю адгезионной прочности, наличие вздутий и отслаиваний.

Влияния водной и нефтяной испытательных сред на изменение адгезионной прочности исследованных систем защитных покрытий к металлу труб показывает, что воздействие дистиллированной воды при $+80^{\circ}\text{C}$ в течение 1000 ч (метод В1) на двухслойные эпоксидные покрытия №1 и №2 приводит к росту

показателей адгезии. Однослойное жидкое эпоксидное покрытие при такой выдержке показывает тенденцию к снижению значения адгезии. Выдержка в имитаторе нефти (метод В2) и термоциклические воздействия (метод В7) для двухслойных систем АКП также привели к росту адгезии от 3% до 163%. Для однослойного покрытия выдержка в имитаторе нефти (метод В2) привела к снижению показателя адгезии на 50%. Влияние термоциклических воздействий (метод В7) на изменение адгезионных показателей, как у двухслойных, так и у однослойных покрытий, не выявлено.

Отдельно следует отметить, что использование браковочного признака по снижению величины адгезии более чем на 30% по сравнению с исходным уровнем этого показателя, указанного в [37], приводит к неправильной выбраковке систем АКП. При применении этого браковочного признака выбраковке подвергаются системы АКП, имеющие исходные высокие показатели адгезии. У таких систем показатель адгезии даже при снижении более чем на 30% демонстрирует значения выше, чем у систем с исходно низкой адгезией, но уложившихся в требования [37].

Поэтому в работе при оценке склонности покрытий к деградации свойств на основе изменения адгезионной прочности предложено исходить из требований [37] к показателю исходной адгезии 10 МПа и принять минимальное предельно допустимое значение адгезии после выдержки в разных средах не ниже 7,0 МПа.

3.3 Износостойкость металла труб промышленных трубопроводов

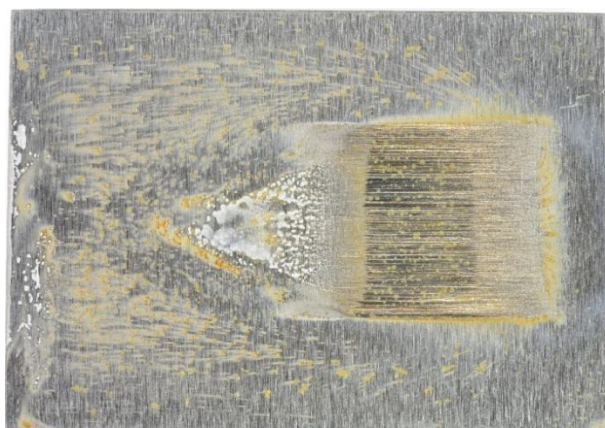
Согласно методике испытаний на гидроабразивное изнашивание по модифицированной методике ASTM G 65, на первом этапе было выполнено базовое испытание в очищенной водопроводной воде при рН 7,0 для определения сходимости получаемых значений на базе 3 испытаний для каждой стали (таблица 19).

Таблица 19 – Результаты испытаний образцов после базового испытания

Сталь	Потеря массы образцов, мг			Среднее значение, мг	Стандартное отклонение	
	1	2	3		мг	%
20А	13,2	16,1	13,7	14,33	±1,27	8,8
09Г2С	15,1	17,2	22,1	18,13	±2,93	16,6

На фотографиях, представленных на рисунке 19, показан внешний вид образцов после базового испытания с отпечатком зоны трения.

Сталь 20А



Сталь 09Г2С

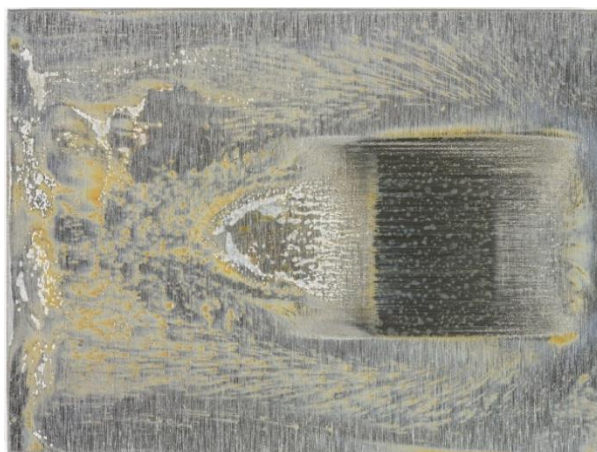


Рисунок 19 - Внешний вид образцов после испытаний

Как видно из полученных данных, стандартное отклонение у стали 20А и стали 09Г2С различаются даже при нейтральном составе испытательного раствора, что указывает на наличие вклада коррозионного фактора в процесс механического разрушения металла.

По аналогичной схеме были выполнены испытания в средах, содержащих коррозионно-активные компоненты. Результаты измерений потери массы образцов представлены в таблице 20.

Полученные данные по потере массы образцов показали разную реакцию сталей к изменению рН среды в процессе изнашивания. Так при рН 8,0 и минерализации 10 г/л сталь 09Г2С продемонстрировала большую стойкость к износу, потеряв только 85% массы относительно величины весового износа стали 20А. Понижение величины рН до 5 при сохранении минерализации 10 г/л привело

к изменению данного соотношения. Износ стали 09Г2С превысил аналогичный показатель у стали 20А на 29%. Таким образом, снижение величины рН испытательной среды в совокупности с изнашивающим действием абразива оказало на сталь 09Г2С более выраженное действие.

Влияние минерализации среды оценивалось при постоянном значении рН, равном 5. Из полученных данных видно, что при сохранении кислотности среды на уровне 5 и различной солёности 10 г/л и 40 г/л соответственно большую стойкость к износу показали образцы стали 20А, потеряв 77% массы по отношению к износу стали 09Г2С, как при S=10 г/л, так и при S=40 г/л.

Таблица 20 - Потери массы образцов при гидроабразивном изнашивании

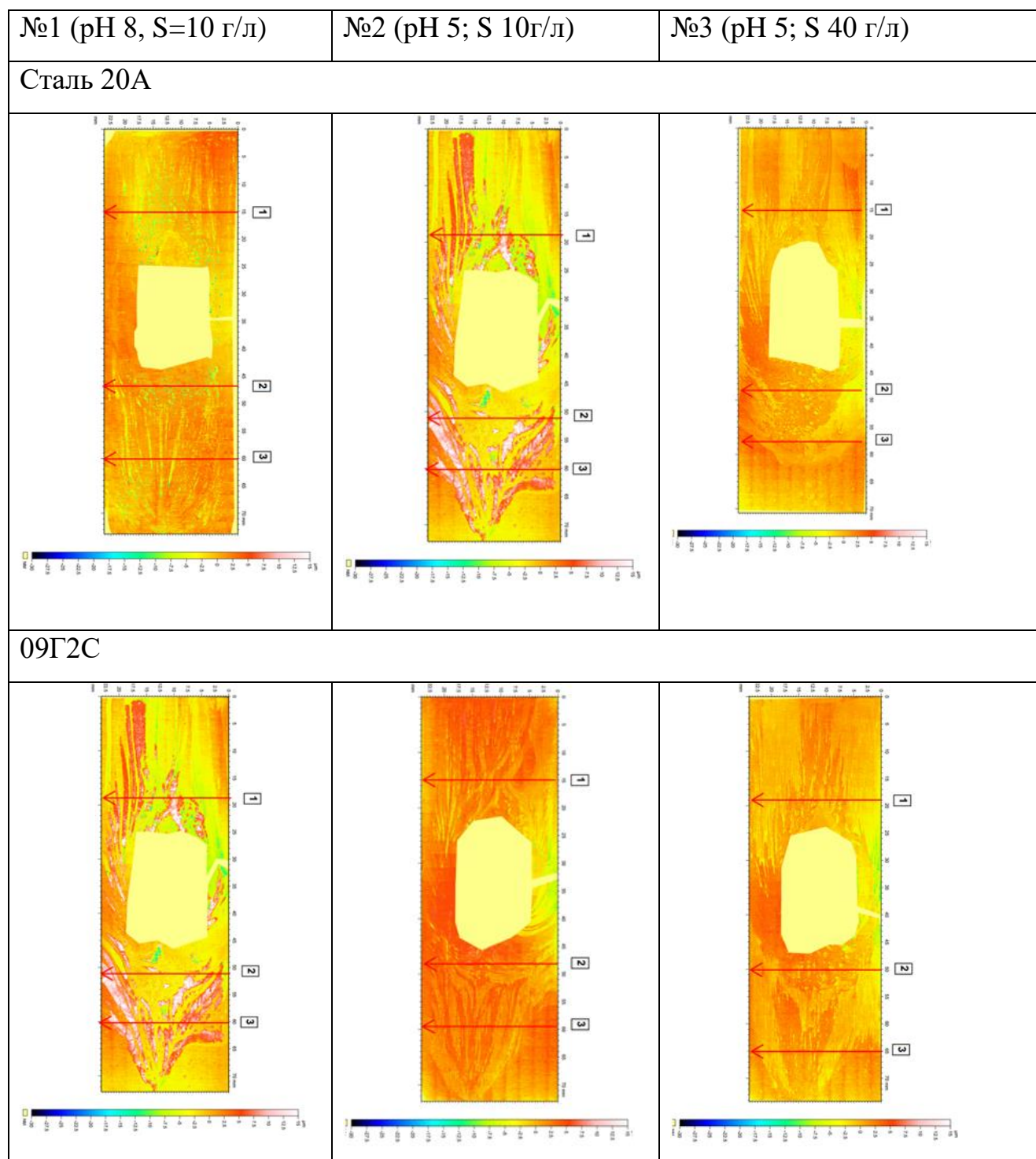
Состав среды испытания	Потеря массы, мг				Стандартное отклонение	
	1	2	3	Среднее значение	мг	%
20А						
очищенная вода, кварцевый песок, рН8, s=10 г/л	40,3	36	27,5	34,6	±5,32	±15,4
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=10 г/л	39,5	29,7	19,0	29,4	±8,37	±28,5
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=40 г/л	49,2	70,9	39,3	53,1	±16,16	±30,0
09Г2С						
очищенная вода, кварцевый песок, рН8, s=10 г/л	39,0	30,1	19,7	29,6	±7,89	±26,7
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=10 г/л	46,0	39,2	30,0	38,4	±6,56	±17,1
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=40 г/л	89,8	48,7	68	68,8	±20,56	±29,8

При оценке результатов гидроабразивного изнашивания по схеме испытаний ASTM G65 нужно оценивать вклад площади контакта в изменение

показателей потери массы. Для определения скорости изнашивания на испытанных образцах были выполнены замеры зоны износа и ее топография. При оценке результатов гидроабразивного изнашивания по схеме испытаний ASTM G65 . Исследование характера разрушения поверхности стальных образцов показало наличие значительной неравномерности глубины износа по площадке контакта, что приводит к большой погрешности измерений при оценке линейного износа (таблица 20).

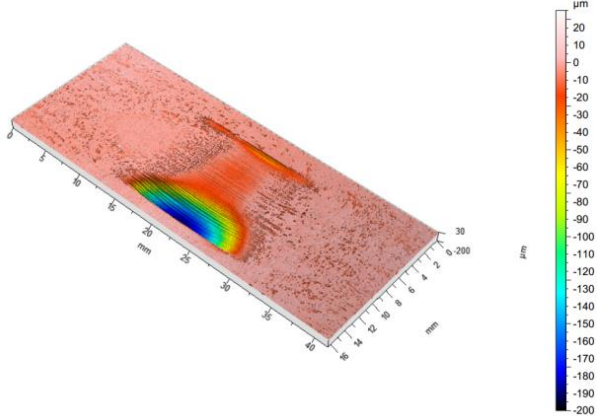
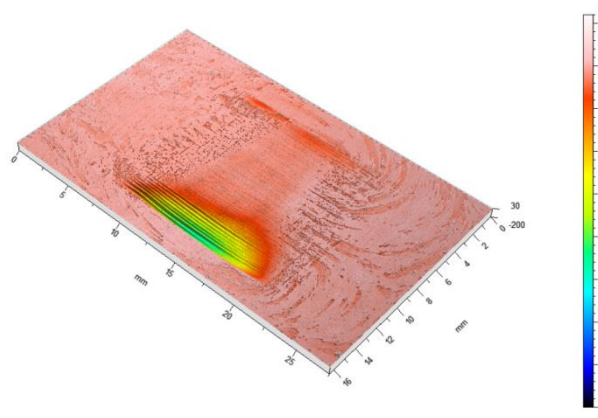
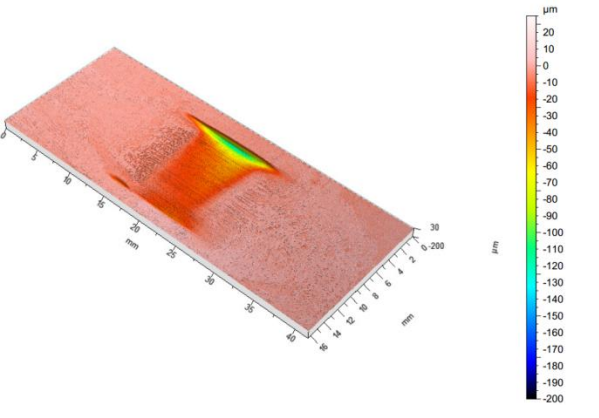
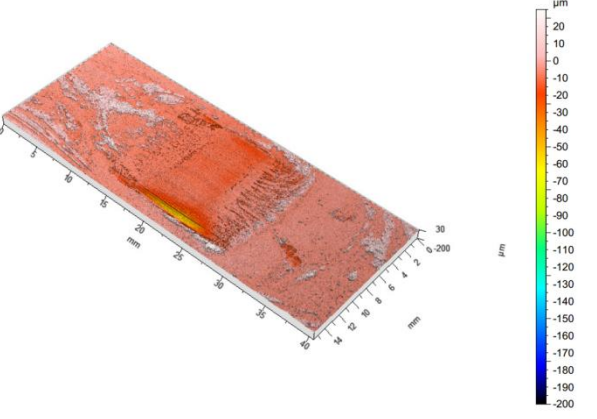
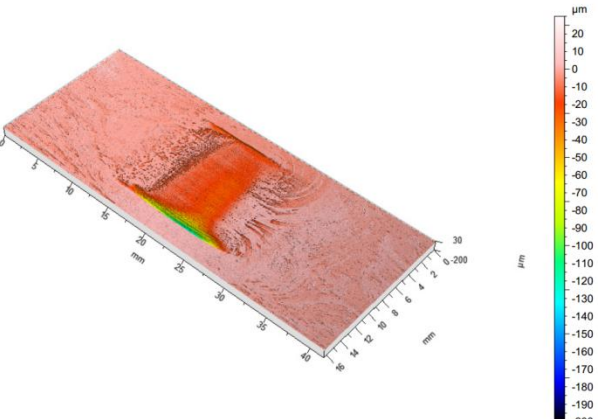
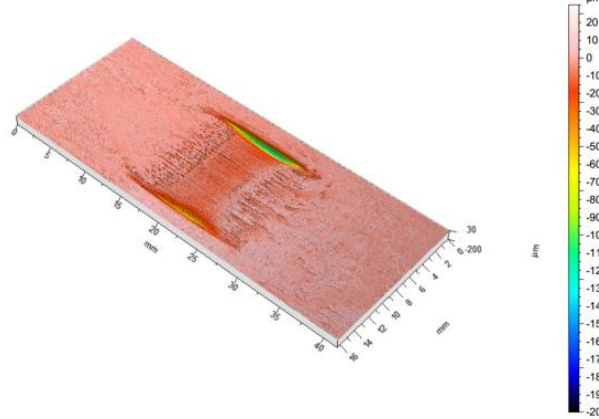
Анализ результатов измерения площади поверхности показал, что при всех испытаниях ее значения находятся в диапазоне от 214 мм² до 301 мм², что определяет разброс полученных значений в пределах 30%. Снижение pH среды до 5,0 при S 10 г/л приводит к росту площадки износа у стали 20А на 13%, а у стали 09Г2С на 40%. Увеличение минерализации до 40 г/л при pH 5 практически не влияет на изменение площади зон износа и для стали 09Г2С составляет 96% от результатов испытаний при pH8,0 – S 10 г/л, а для стали 20А – 100,01% соответственно. При этом площадь зоны износа стали 09Г2С составляет 83% от стали 20А.

Таблица 21 - Размеры зоны износа образцов при разных условиях испытаний



Сравнение топографии поверхности образцов после испытаний представлено в таблице 22.

Таблица 22 - Топография поверхности образцов при разных условиях испытаний

№1 (рН 8, S=10 г/л)	№2 (рН 5; S 10г/л)	№3 (рН 5; S 40 г/л)
Сталь 20А		
		
09Г2С		
		

На основе анализа топографии площадки контакта была определена минимальная и максимальная глубина зоны износа в центральном сечении площадки контакта, значения которых для исследуемых сталей представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Данные по глубине зон износа образцов

Состав среды испытания	Глубина зоны износа, мкм	
	Сталь 20А	09Г2С
очищенная вода, кварцевый песок, рН8, s=10 г/л	195	75
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=10 г/л	125	105
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=40 г/л	105	100

Из полученных данных видно наличие значительной неравномерности по глубине изношенного участка, что затрудняет использование данного показателя в качестве итоговой характеристики для оценки результатов гидроабразивного изнашивания. Также следует отметить нелинейный характер изменения глубины изнашивания от состава коррозионно-активной среды, что подтверждает значительный вклад процессов коррозии в разрушение металла под действием абразива.

С использованием полученных данных в работе предложено определять удельную линейную скорость гидроабразивного изнашивания, отнесенную к содержанию абразива в промышленной среде и давлению прижатия по формуле:

$$V_{г/абр} = \frac{I}{0,0078 \cdot F \cdot q \cdot p \cdot t}, \left[\frac{\text{мм}}{\left(\text{ч} \frac{\text{г}}{\text{м}^3} \text{МПа} \right)} \right], \quad (12)$$

где: I – весовой износ образца за единичный цикл испытаний, г, F – площадь зоны износа, мм², q – концентрация абразива в потоке испытательной среды, г/м³, p – давление прижатия образца, МПа, t – длительность единичного цикла испытания, ч.

Сводные данные по показателям весового износа, площади зоны износа и удельной линейной скорости гидроабразивного изнашивания приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Сводные данные по параметрам гидроабразивного изнашивания сталей

Состав среды испытания	Потеря массы (I), мг	Площадь зоны износа (F), мм ²	Удельная скорость изнашивания ($V_{г/абр}$), мм/ ($\tau \frac{г}{м^3}$ МПа)
Сталь 20А			
очищенная вода, кварцевый песок, рН8, s=10 г/л	34,6	256,5	0,0000998 ±0,000015
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=10 г/л	29,4	290,0	0,000075 ±0,000021
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=40 г/л	53,1	290,25	0,000135 ±0,000041
09Г2С			
очищенная вода, кварцевый песок, рН8, s=10 г/л	29,6	213,75	0,000103 ±0,000028
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=10 г/л	38,4	301,0	0,000094 ±0,000016
очищенная вода, кварцевый песок, рН5, s=40 г/л	68,8	288,75	0,000176 ±0,000052

На основе полученных экспериментальных данных был выполнен расчет коэффициентов регрессии и значимости взаимодействия факторов агрессивности среды, представленный в таблице 25.

Таблица 25 - Расчет коэффициентов регрессии

№	x0	x1	x2	x1x2	V _{г/абр} , мм /(ч $\frac{\Gamma}{\text{м}^3}$ МПа)	Стандартное отклонение, мм/ (ч $\frac{\Gamma}{\text{м}^3}$ МПа)
Сталь 20А						
1	1	1	-1	-1	0,00010	0,000015
2	1	-1	-1	1	0,000075	0,000021
3	1	-1	1	-1	0,000135	0,000041
$\Sigma(x_i * \text{уср})$	0,00031	0,000025	-0,000039	-0,00016		
Коэффициент регрессии	0,00010	-0,000037	-0,000013	-0,000053		
Сталь 09Г2С						
1	1	1	-1	-1	0,000103	0,000028
2	1	-1	-1	1	0,000094	0,000016
3	1	-1	1	-1	0,000176	0,000052
$\Sigma(x_i * \text{уср})$	0,00037	-0,000167	-0,000021	-0,00018		
Коэффициент регрессии	0,000124	-0,000056	-0,000007	-0,000062		

Использование коэффициентов регрессии позволило вывести эмпирические зависимости изменения удельной скорости гидроабразивного изнашивания сталей 20А и 09Г2С для промышленных сред с величиной рН в диапазоне от 8,0 до 5,0, минерализацией от 10 г/до 40 г/л и концентрации абразива не более 125 кг/м³:

- для стали 20А

$$V_{\text{г/абр}} = 0,000075 - 0,000037 * \left(\frac{\text{pH}-6,5}{1,5}\right) - 0,000013 * \left(\frac{S-25}{15}\right) - 0,000053 * \left(\frac{\text{pH}-6,5}{1,5}\right) * \left(\frac{S-25}{15}\right), \quad (13)$$

- для стали 09Г2С:

$$V_{\text{г/абр}} = 0,000094 - 0,000056 * \left(\frac{\text{pH}-6,5}{1,5}\right) - 0,000007 * \left(\frac{S-25}{15}\right), \quad (14)$$

где: $V_{г/абр}$ – линейная скорость гидроабразивного изнашивания, [мкм/(ч $\frac{г}{м^3}$ МПа)]; рН – водородный показатель; S – минерализация, г/л.

С использованием значений линейной скорости гидроабразивного изнашивания в работе предложено выражение для расчета ресурса стальных труб без внутреннего покрытия, эксплуатируемых в гидроабразивной среде, в зависимости от содержания абразива в потоке и давления в трубопроводе:

$$T_{Г/АБР}' = \Delta S / (V_{\frac{Г}{АБР}} * 10^{-3} * P * Q), [ч] \quad , \quad (15)$$

где: ΔS – предельно допустимое уменьшение толщины стенки труб, определяемое по результатам прочностного расчета по СП 284.1325800.2016 для трубопроводов III категории. Q – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³; P – давление в трубопроводе, МПа.

Таким образом, на основе выполненных исследований показана возможность экспериментального определения и получения расчетных зависимостей для скорости гидроабразивного изнашивания металла промышленных труб с использованием модифицированной методики ASTM G 65, позволяющих оценить влияние таких факторов, как концентрация абразива в промышленной среде и скорость движения потока с учетом различной коррозионной активности среды.

Методика получения расчетных зависимостей для скорости коррозионно-механического изнашивания металла промышленных труб включает следующие этапы:

1. С использованием модифицированной методики испытаний по ASTM G65 определить весовой износ (I) и площадь зоны изнашивания (S) образцов из исследуемого металла труб при минимальных и максимальных значениях диапазонов изменения величины рН и степени минерализации промышленной среды данного месторождения.

2. На основе коэффициентов регрессии определение коэффициентов для оценки вклада коррозионных факторов промышленной среды в процесс изнашивания в исследованном диапазоне их изменения

3. По полученным экспериментальным данным провести расчет величины удельной скорости гидроабразивного изнашивания металла труб.

4. С использование значений удельной линейной скорости гидроабразивного изнашивания в работе предложено выражение для расчета предельной продолжительности периода залпового выброса абразива.

3.4 Коррозионная составляющая разрушения трубопроводов

Результаты исследования сталей 20А и 09Г2С по определению влияния на скорость коррозии величины рН, минерализации и температуры модельной среды представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Результаты коррозионных испытаний сталей 20А и 09Г2С

Параметры раствора	Скорость коррозии, мм/год							
	рН 5,0	рН 5	рН 8	рН 8,0	рН 8,0	рН 5	рН 8	рН 5
	S=10 г/л	S=40 г/л	S=40 г/л	S=10 г/л	S=10 г/л	S=40 г/л	S=40 г/л	S=40 г/л
	T=+20 °C	T=+20 °C	T=+20 °C	T=+20 °C	T=+80 °C	T=+20 °C	T=+80 °C	T=+80 °C
	-	-	-	-	-	CO2 1000 мг/л	CO2 1000 мг/л	CO2 1000 мг/л
Сталь 20А								
Среднее значение	0,069	0,046	0,057	0,039	0,159	0,47	0,63	0,514
Стандартное отклонение	±0,004	±0,0065	±0,0025	±0,0098	±0,03	±0,04	±0,098	±0,033
Сталь 09Г2С								
Среднее значение	0,073	0,051	0,041	0,041	0,17	0,375	0,52	0,577
Стандартное отклонение	±0,0089	±0,0056	±0,0015	±0,0031	±0,04	±0,06	±0,073	±0,11

Внешний вид образцов представлен после удаления коррозионных отложений, также масса образцов после испытаний измерялась после очистки, чтобы более точно определить количество прокорродировавшего металла. На

поверхности исследуемых сталей развивается преимущественно сплошная неравномерная коррозия, которая по мере ужесточения условий испытаний в виде снижения рН и повышения температуры начинает приобретать язвенный характер (рисунок 20).

Сталь 20

09Г2С



а



б

Рисунок 20 - Фотографии поверхности образцов из стали 20А и 09Г2С после выдержки: а) рН 8,0, S=0 г/л, T=+20 0С, б) рН 8,0, S=10 г/л, T=+80 0С

По данным экспериментов в среде с различным рН, температурой и солёностью сталь 20А показала более высокую коррозионную стойкость, чем сталь 09Г2С для различных по водородному показателю вариантов растворов, а также при нагревании среды. При рН 8,0 потеря массы стали 20А меньше на 4,8%. Снижение величины рН до 6,5 увеличивает разницу в скорости коррозии исследованных сталей до 9,4%, а при рН 5,0 разница сокращается до 3,7%.

На основе обработки экспериментальных данных были получены коэффициенты регрессии исследованных факторов для расчета скорости коррозии в зависимости от совместного действия величины рН, минерализации, температуры и содержания углекислого газа для исследованных сталей.

Таблица 27 - Расчет коэффициентов регрессии

№	x0	x1	x2	x3	x4	y	S
Сталь 20А							
2	1	-1	-1	-1	-1	0,069	0,004
8	1	-1	1	-1	-1	0,046	0,0065
3	1	1	1	-1	-1	0,057	0,0025
1	1	-1	-1	-1	-1	0,039	0,0098
4	1	1	-1	1	-1	0,159	0,03
5	1	-1	1	-1	1	0,47	0,04
7	1	1	1	1	1	0,63	0,098
6	1	-1	1	1	1	0,514	0,033
$\Sigma(x_i * u_{cp})$	1,984	-0,292	1,45	0,622	1,244		
Коэффициент регрессии	0,248	-0,0365	0,18125	0,07775	0,1555		
Сталь 09Г2С							
2	1	-1	-1	-1	-1	0,073	0,0089
8	1	-1	1	-1	-1	0,051	0,0056
3	1	1	1	-1	-1	0,041	0,0015
1	1	-1	-1	-1	-1	0,041	0,0031
4	1	1	-1	1	-1	0,17	0,04
5	1	-1	1	-1	1	0,375	0,06
7	1	1	1	1	1	0,52	0,073
6	1	-1	1	1	1	0,577	0,011
$\Sigma(x_i * u_{cp})$	1,848	-0,386	1,28	0,686	1,096		
Коэффициент регрессии	0,231	-0,04825	0,16	0,08575	0,137		

Использование коэффициентов регрессии позволило вывести эмпирические зависимости изменения скорости коррозии сталей 20А и 09Г2С для промышленных средах с величиной рН в диапазоне от 8,0 до 5,0, минерализацией от 10 г/до 40 г/л, температуры диапазоне 20-150, °С и содержания углекислого газа в диапазоне 0-1000 мг/л

- для стали 20А

$$v_k = 0,039 - 0,012 * pH + 0,006 * S + 0,0012 * T + 0,000155 * CO_2 + 0,0034, \quad (16)$$

- для стали 09Г2С:

$$v_k = 0,041 - 0,016 * pH + 0,0053 * S + 0,0014 * T + 0,000137 * CO_2 + 0,0193, \quad (17)$$

где pH_{cp} – водородный показатель в диапазоне от 8 до 5, S_{cp} – степень минерализации в диапазоне 10 до 40, г/л; T – температура в диапазоне 20-150, °С; CO_2 – концентрация углекислого газа в диапазоне 0-1000 мг/л

3.5 Оценка величины ресурса промышленных труб

Перечень агрессивных воздействий на внутреннее защитное покрытие зависит от назначения трубопровода (участка трубопровода). Их распределение в зависимости от назначения трубопровода представлено в таблице 28.

Таблица 28 - Виды агрессивных воздействий для промышленных трубопроводов разного назначения

Назначение трубопровода	Виды воздействий на внутреннее защитное покрытие				
	Химическая агрессивность среды	Температура среды	Гидродинамическое воздействие	Гидроабразивное воздействие	Механическое воздействие при очистке от СО и АСПО
Трубопроводы (коллектора нефтесбора)					
Трубопроводы систем захоронения неочищенных пластовых и сточных вод					
Трубопроводы систем поддержания пластового давления (ППД)					-
Трубопроводы для неочищенного попутного нефтяного газа				-	
Трубопроводы для товарной нефти	-			-	-
Водопроводы для пресной воды					

Анализ перечисленных воздействий и транспортируемых промышленных сред позволил определить их сочетание в зависимости от назначения трубопровода. Так:

- трубопроводы (коллекторы) нефтесбора подвергаются воздействию пресной воды (В1) и контакту с нефтяной фракцией среды (В2), а также перепаду температур при отключении подачи продукции скважин в зимний период (В7),
- трубопроводы систем поддержания пластового давления (ППД), а также трубопроводы для неочищенного попутного нефтяного газа контактируют с конденсатом, содержащим нефтяную фракцию (В2) и сточную воду (В1), температура которых ниже, чем температура скважинной продукции,
- трубопроводы для товарной нефти взаимодействуют с В2, а водопроводы для пресной воды с В1.

Важным фактором для оценки последствий контакта с промышленными средами является длительность взаимодействия. По длительности действия агрессивные факторы можно разделить на две группы - постоянного и периодического действия. Разрушающее действие агрессивных факторов постоянного действия вызывают постепенную деградацию свойств внутреннего покрытия. Интенсивность факторов периодического действия зависит от количества циклов или длительности их контакта с внутренним покрытием. Для участка нефтесбора системы промышленных трубопроводов перечень агрессивных факторов можно разделить на следующие две группы:

- факторы постоянного действия включают контакт с нефтяной ($K_{В2}$) и водной фазами ($K_{В1}$) скважинной среды с заданной температурой эксплуатации,
- факторы периодического действия формируются из фактического количества циклов (N) декомпрессии ($K_{В5(В6)}$), количества циклов отключений трубопровода в зимний период (m), вызывающих термоциклирование покрытия ($K_{В7}$), длительности транспортировки среды при залповых выбросах абразива (t), вызывающих гидроабразивное изнашивание ($K_{Г/АБР}$), и числа операций очистки полости трубопровода от СО и АСПО (n), вызывающих механическое

изнашивание покрытия при движении скребков по внутренней поверхности трубы в присутствии абразива ($K_{COиАСПО}$).

Изнашивающее воздействие гидроабразивного потока и износ покрытия от контакта со скребком при очистке полости трубопровода от солевых отложений и АСПО характеризуется фактическим уменьшением толщины покрытия. Исходя из исходной толщины внутреннего покрытия ($S_{исх}$) коэффициенты деградации свойств от изнашивания ($K_{Г/АБР}$ и $K_{COиАСПО}$) можно определить по следующему выражению:

$$K_{Г/АБР} = \frac{K_{\alpha} * v_{Г} * P * Q * t}{S_{исх}}, \quad (18)$$

где: $S_{исх}$ - толщина покрытия, мм; $v_{Г/АБР}$ - удельная линейная скорость гидроабразивного изнашивания внутреннего покрытия, мм/(г/м³ МПа ч); Q - концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³; P - давление в трубопроводе, Мпа, t - суммарная длительность этапов выброса абразива за срок эксплуатации, ч.

$$K_{COиАСПО} = \frac{I * n}{S_{исх}}, \quad (19)$$

где: I - интенсивность изнашивания, мкм/(цикл), n - количество операций по очистке полости участка трубопровода, циклы.

Оценить снижение свойств внутреннего защитного покрытия в процессе эксплуатации можно путем использования понижающих коэффициентов, характеризующих деградацию свойств покрытия под действием соответствующих разрушающих факторов, определяемых на этапе лабораторной оценки качества внутреннего покрытия. Для факторов K_{B1} , K_{B2} и K_{B7} оценка степени деградации свойств покрытия может проводиться путем контроля уровня адгезионной прочности сцепления покрытия с поверхностью трубы при определении методом нормального отрыва в исходном состоянии и после действия соответствующих испытательных сред.

ГОСТ Р 58346-2019 регламентирует предельно допустимое снижение адгезионной прочности сцепления после испытаниях в модельных средах не более 30% от исходного уровня. За минимально допустимый уровень исходной адгезионной прочности сцепления покрытия в ГОСТ Р 58346-2019 принято значение равное 10 МПа. Следовательно, предельно допустимое значение адгезионной прочности после деградации свойств должно быть не ниже 7,0 МПа. Это значение можно рассматривать как граничное значение снижения работоспособности покрытия за проектный срок эксплуатации участка трубопровода ($T_{\text{проект}}$), который в среднем составляет 10-12 лет.

Исходя из этого, коэффициенты деградации свойств внутреннего покрытия от воздействия сред В1 и В2 можно представить следующим образом:

$$K_{B1,B2} = \frac{(A_{\text{исх}} - A_{B1,B2}) \cdot T_{\text{эксп}}}{(A_{\text{исх}} - 7,0) \cdot T_{\text{проект}}}, \quad (20)$$

где: $A_{\text{исх}}$ – исходная адгезионная прочность, МПа; $A_{B1,B2}$ – адгезионная прочность после воздействия сред В1 и В2, МПа; $T_{\text{эксп}}$ – фактическая длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием, годы; $T_{\text{проект}}$ – проектная длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием, годы.

Коэффициент деградации свойств покрытия от единичного воздействия декомпрессии в средах В5 или В6 может быть определен по следующей зависимости:

$$K_{B5(B6)} = \frac{(A_{\text{исх}} - A_{B5(B6)}) \cdot N}{A_{\text{исх}} - 7,0}, \quad (21)$$

где: $A_{B5(B6)}$ – адгезионная прочность после декомпрессии в средах В5 или В6, Мпа, N – количество циклов декомпрессии, циклы.

При определении деградации свойств покрытия от термоциклирования при отключении участка трубопровода в зимний период значение коэффициента деградации (K_{B7}) будет зависеть от регламентированного в ГОСТ Р 58346-2019 количества циклов термоциклирования (15 циклов) и определяться по следующему выражению:

$$K_{B7} = \frac{(A_{\text{исх}} - A_{B7}) \cdot m}{15 \cdot A_{\text{исх}}}, \quad (22)$$

где: A_{B7} – адгезионная прочность после термоциклирования, МПа, m – количество циклов термоциклирования за время эксплуатации, циклы.

С использованием предложенных коэффициентов деградации свойств покрытия для трубопроводов разного назначения были разработаны блок-схемы, характеризующие влияние разных эксплуатационных факторов на потерю сплошности внутреннего покрытия. На основе предложенных схем были получены расчетные зависимости для определения коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия за фактическое время эксплуатации.

Оценка коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия для трубопровода нефтесбора может быть рассчитана путем использования понижающих коэффициентов, характеризующих деградацию свойств покрытия под действием всех рассмотренных выше разрушающих факторов по следующему выражению:

$$K_{ВП} = K_{B1} + K_{B2} + K_{B5(B6)} + K_{Г/АБР} + K_{B7} + K_{СОиАСПО} \quad , \quad (23)$$

В процессе эксплуатации внутреннее покрытие трубопровода систем поддержания пластового давления (ППД) одновременно испытывает действие водной и нефтяной фаз промысловой среды, осложненное гидроабразивным изнашиванием при наличии в потоке механических примесей постоянному термоциклированию за счет разницы температур конденсата и скважинной продукции. Параллельно с этими воздействиями внутреннее покрытие может подвергаться декомпрессии. Это позволяет определить коэффициент снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия по формуле:

$$K_{ВП} = K_{B1} + K_{B2} + K_{B5(B6)} + K_{Г/АБР} + K_{B7} \quad , \quad (24)$$

Эксплуатация внутреннего покрытия трубопровода для неочищенного попутного нефтяного газа связана с одновременным действие водной, газовой и нефтяной фаз промысловой среды, постоянному термоциклированию за счет разницы температур конденсата и скважинной продукции. Параллельно с этими воздействиями внутреннее покрытие может подвергаться декомпрессии. Это

позволяет определить коэффициент снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия по формуле:

$$K_{ВП} = K_{В1} + K_{В2} + K_{В5(В6)} + K_{В7} \quad , \quad (25)$$

Внутреннее покрытие трубопровода для товарной нефти подвергается действию нефтяной фракции и параллельно может подвергаться декомпрессии, термоциклированию в зимний период. Это позволяет определить коэффициент снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия по формуле:

$$K_{ВП} = K_{В2} + K_{В5(В6)} + K_{В7} \quad , \quad (26)$$

Для водопроводов для пресной воды, подвергающихся контакту с водой, а также декомпрессии, термоциклированию в зимний период коэффициент снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия определяется по формуле:

$$K_{ВП} = K_{В1} + K_{В5(В6)} + K_{В7} \quad , \quad (27)$$

Для оценки возможности применения предлагаемых расчетных зависимостей с использованием данных лабораторных исследований был выполнен расчет коэффициентов деградации свойств и коэффициент снижения эксплуатационных свойств исследованных типов внутренних покрытий. Расчет выполнялся при следующих исходных данных:

- срок эксплуатации трубопровода – 5 лет,
- рабочее давление – 2,4 МПа
- количество сбросов давления за указанный срок эксплуатации – 2 сброса,
- количество операций по очистке полости трубопровода от СО и АСПО – 8 операций в год,
- длительность эксплуатации при наличии залповых выбросов абразива после ГРП – 8 часов,
- количество операций ГРП за время эксплуатации – 3 операции,
- максимальная концентрация пропанта в промышленной среде – 200 г/м³.

На основе полученных данных были определены коэффициенты деградации свойств испытанных покрытий, представленные в таблице 29.

Таблица 29 – Коэффициенты деградации свойств внутренних покрытий

Тип покрытия	K_{B1}	K_{B2}	K_{B5}	$K_{Г/АБР}$	$K_{СОиАСПО}$	$K_{ВП}$
Двухслойное покрытие №1	0	0	0	0,30	0,003	0,303
Двухслойное покрытие №3	0,018	0	0,68	0,30	0,001	0,999

Анализ результатов расчета показывает, что предложенные выражения (15)-(19) позволяют прогнозировать снижение свойств внутреннего покрытия различных участков системы промышленных трубопроводов исходя из потери эксплуатационных свойств от воздействия коррозионно-активных промышленных сред и факторов гидроабразивного изнашивания. По значениям коэффициентов деградации свойств можно сделать вывод о том, что двухслойное покрытие №1 более устойчиво для рассмотренных условий эксплуатации. Двухслойное покрытие №3 на момент анализа потеряло свои защитные функции и не обеспечивает защиту металла труб от контакта с промышленной средой.

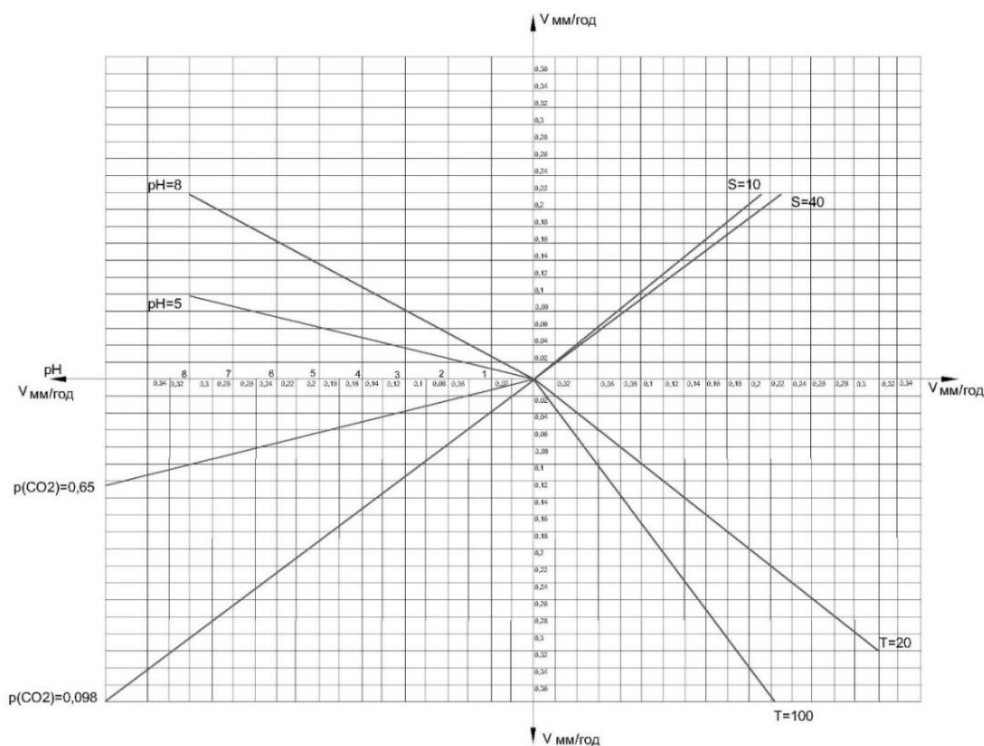
Использование полученных зависимостей для определения скорости гидроабразивного и коррозионного разрушений позволяет проводить сопоставительный анализ влияния агрессивных факторов на характеристики эксплуатации промышленных труб.

Для сопоставления влияния разных факторов агрессивности среды был выполнен анализ их вклада в скорость гидроабразивного и коррозионного разрушения. Графическая оценка вклада каждого фактора в коррозионное разрушение представлена в виде номограмм на рисунках 21 (а, б).

Принимая за начальную точку определения скорости гидроабразивного изнашивания величину рН среды и минерализацию по верхней левой части номограммы определяем вклад данных параметров среды в скорость изнашивания. С использованием полученного значения в верхней правой части номограммы определяем прирост скорости изнашивания по концентрации абразива в среде. Затем по полученному значению и фактической скорости движения потока среды в нижней правой части номограммы определяют фактическую скорость гидроабразивного изнашивания. Аналогичным образом

были построены номограммы для оценки вклада различных параметров промышленной среды в скорость коррозионного разрушения.

а)



б)

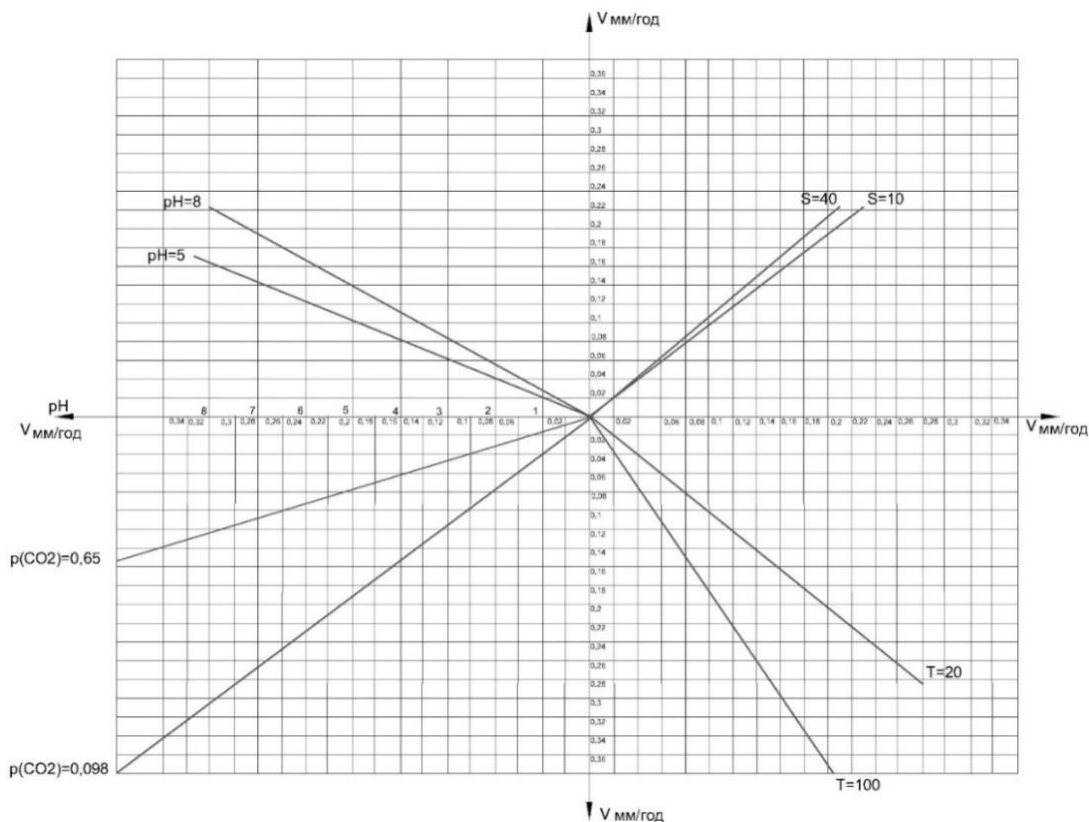


Рисунок 21 – Номограмма графического вклада факторов агрессивной среды в скорость коррозионного разрушения: а) для стали 20А, б) для стали 09Г2С

По представленным номограммам, включающим все исследуемые факторы, влияющие на скорость гидроабразивного воздействия, можно без использования выражений определить скорость различных процессов разрушения и оценить их вклад в потерю герметичности трубопровода.

Анализ полученных данных показывает, что максимальное влияние на скорость гидроабразивного воздействия оказывает содержание абразива, в то время как минимальное - минерализация среды. При оценке коррозии металла труб следующим по степени агрессивности фактором является рН и температура среды, в то время как парциальное давление углекислого газа вносит второй по значительности вклад в изменение скорости гидроабразивного воздействия.

На основе полученных результатов в работе предложено выражение для определения ресурса стального трубопровода под действием залповых выбросов абразива и длительного контакта с коррозионно-активной промышленной средой:

$$T_{\text{ТР}} = \frac{\Delta S}{\left(\frac{V_{\text{Г}}}{\text{АБР}} * 10^{-3} * P * Q\right) + v_{\text{К}}}, \quad (28)$$

где: $T_{\text{ТР}}$ – ресурс промышленного трубопровода без внутреннего покрытия, год., ΔS - предельно допустимое уменьшение толщины стенки труб, определяемое по результатам прочностного расчета по СП 284.1325800.2016 для трубопроводов III категории, Q – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³; P – давление в трубопроводе, Мпа.

3.6 Выводы

Таким образом, на основе выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

На основе выполненных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Показано, что эксплуатация внутренних покрытий труб на различных участках промышленной трубопроводной системы сопровождается действием изнашивающих, гидродинамических и химических факторов промышленной среды. Для оценки вклада каждого из факторов в коэффициент снижения

эксплуатационных свойств внутреннего защитного покрытия предложено использовать коэффициенты деградации эксплуатационных свойств.

2. Снижение ресурса внутренних полимерных покрытий из-за процесса гидроабразивного изнашивания предложено оценивать с использованием удельной скорости изнашивания. Показано, что износ однослойного покрытия существенно превышает износ двухслойных покрытий не менее чем на 40%.

3. Показано, что применение модифицированной методик по ASTM G65 для исследования гидроабразивного изнашивания полимерных покрытий при ламинарном потоке обеспечивает удовлетворительную стабильность получаемых значений при среднеквадратическом отклонении не более 10%.

4. Показано, что гидроабразивному износу при ламинарном потоке больше подвержены однослойные покрытия, а при углах атаки от 45° до 90° - двухслойные. Использование полученных показателей изнашивания покрытий при разных углах атаки для расчета срока их ресурса предложено проводить с использованием коэффициента влияния угла атаки.

5. Показано, что наиболее агрессивное действие на снижение адгезионной прочности сцепления однослойного покрытия с металлом оказывает декомпрессия газожидкостной среды. Для двухслойных систем полимерных покрытий влияние декомпрессии, а также выдержек в водной и нефтяной средах на адгезионную прочность сцепления носит индивидуальный характер, зависящий от состава покрытия.

6. Результаты испытаний образцов из сталей 20А и 09Г2С показали, что применение модифицированной методики ASTM G65 позволяет определять величину износа образцов с диапазоном изменения стандартного отклонения в пределах 30%, а также учитывать вклад коррозионного фактора в процесс механического разрушения металла;

7. На основе обработки экспериментальных данных получены зависимости для расчета удельной скорости гидроабразивного изнашивания труб из сталей 20А и 09Г2С при эксплуатации в промышленных средах с величиной рН в

диапазоне от 8,0 до 5,0, минерализацией до 40 г/л и концентрации абразива не более 125 г/л.

9. На основе исследований влияния коррозионных факторов промышленной среды на скорость разрушения металлов труб получены зависимости для расчета скорости коррозии труб из сталей 20А и 09Г2С для этапов эксплуатации промышленных трубопроводов при отсутствии абразива в продукции скважин.

10. Сравнительный анализ вклада различных факторов коррозионно-активной среды в изнашивание металла труб показал, что при изменении значений факторов среды в пределах 10%, скорость коррозионного воздействия значительно возрастает под действием количества механических примесей, а также парциального давления углекислого газа, в то время как воздействие рН и температуры меняется незначительно, а влияние S пренебрежимо мало.

11. С использованием полученных уравнений для расчета скорости гидроабразивного изнашивания и коррозионного разрушения металла труб из сталей 20А и 09Г2С показана возможность прогнозирования ресурса промышленных трубопроводов без внутреннего покрытия в зависимости от фактического состава промышленной среды, содержащей абразивные примеси и коррозионно-активные компоненты.

12. С использованием графических номограмм показано, что выбросы абразива приводят к резкому усилению процесса разрушения внутренних поверхностей трубопроводов, которые в несколько раз превышают вклад коррозионного процесса, что требует корректировки сроков технической диагностики промышленных трубопроводов.

4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА РЕСУРСА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Согласно данным по отчетам Ростехнадзора, а также сводок по авариям и инцидентам различных нефтегазовых компаний, одной из наиболее распространенных причиной порывов трубопроводов являются коррозионно-механические разрушения. В результате которых происходит выброс скважинной продукции, что наносит значительный экологический ущерб, помимо этого для компаний ТЭК это приводит к экономическим затратам на устранение последствий аварий и уплаты возможных штрафов по экологии.

Оценка ресурса трубопровода, является составной частью оценки риска нарушения целостности промышленного трубопровода, рассмотрение которого представлено в СП 366.1325800.2017 «Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска» [59]. Однако практическое применение данной методики затруднено отсутствием расчетных зависимостей и аналитической последовательности расчета, учитывающей вклад различных факторов в коррозионно-механическое разрушение трубопровода. Разработка методического подхода и функциональных зависимостей для расчета целостности промышленных трубопроводов, работающих в условиях интенсивного гидроабразивного изнашивания и контакта с коррозионно-активными средами, является актуальной и востребованной задачей, требующей решения.

4.1 Построение «дерева отказов» промышленных трубопроводов

Один из методов количественной оценки риска возникновения негативных последствий – построение дерева отказов. При анализе деревьев отказов (АДО) выявляются комбинации отказов (неполадок) оборудования, ошибок персонала и внешних (техногенных, природных воздействий, приводящих к основному событию – аварийной ситуации). Метод используется для анализа возможных причин возникновения аварийной ситуации.

Главное преимущество дерева отказов (по сравнению с другими методами) заключается в том, что анализ ограничивается выявлением только тех элементов системы и событий, которые приводят к данному конкретному отказу системы или аварии. Однако его применение требует от специалистов по надежности глубокого понимания системы и рассмотрения для каждого конкретного случая перечня эксплуатационных факторов, влияющих на отказ. Исследования гидроабразивного изнашивания внутренних покрытий и металла труб линейной части промышленных трубопроводов, выполненные в данной работе, оценка вклада деградационных факторов среды на долговечность внутренних покрытий и коррозию металла труб, позволяют построить дерево отказов по причине разгерметизации для данного объекта.

Для регламентации возможности разгерметизации были установлены критерии и оценки ранжирования последствий отказа, представленные в таблицах 30 и 31.

Таблица 30 - Критерии определения возможности наступления события

Вероятность события	Критерии
Маловероятно	Опасность не должна возникнуть за все время эксплуатации
Вероятно	Опасность может возникнуть лишь в определенные периоды эксплуатации
Высокая вероятность	Опасность может возникать постоянно в течении эксплуатации

Таблица 31– Критерии ранжирования

Рейтинг	Описание	
Крайне вероятно	срок службы >50 % расчетного	Опыт широкого распространения отказов данного типа
Вероятно	срок службы 40 – 50 % расчетного	Зафиксировано достаточно отказов на достаточном количестве оборудования
Возможно	срок службы 20 – 40 % расчетного	Зафиксировано небольшое число отказов данного типа
Маловероятный	срок службы <20% расчетного	Отказов не было зафиксировано
Крайне маловероятный	Не считается значимым	Не считается значимым

Исходя из критериев ранжирования было принято, что коэффициент снижения эксплуатационных свойств равен критическому при достижении значения 0,5, или при переводе в проценты 50%.

С учетом предложенных критериев было построено «дерево отказов», позволяющее проводить анализ наступления разгерметизации промышленного трубопровода при воздействии гидроабразивного разрушения коррозионно-активной средой, применимое к различным видам конструктивного исполнения (рисунок 22).

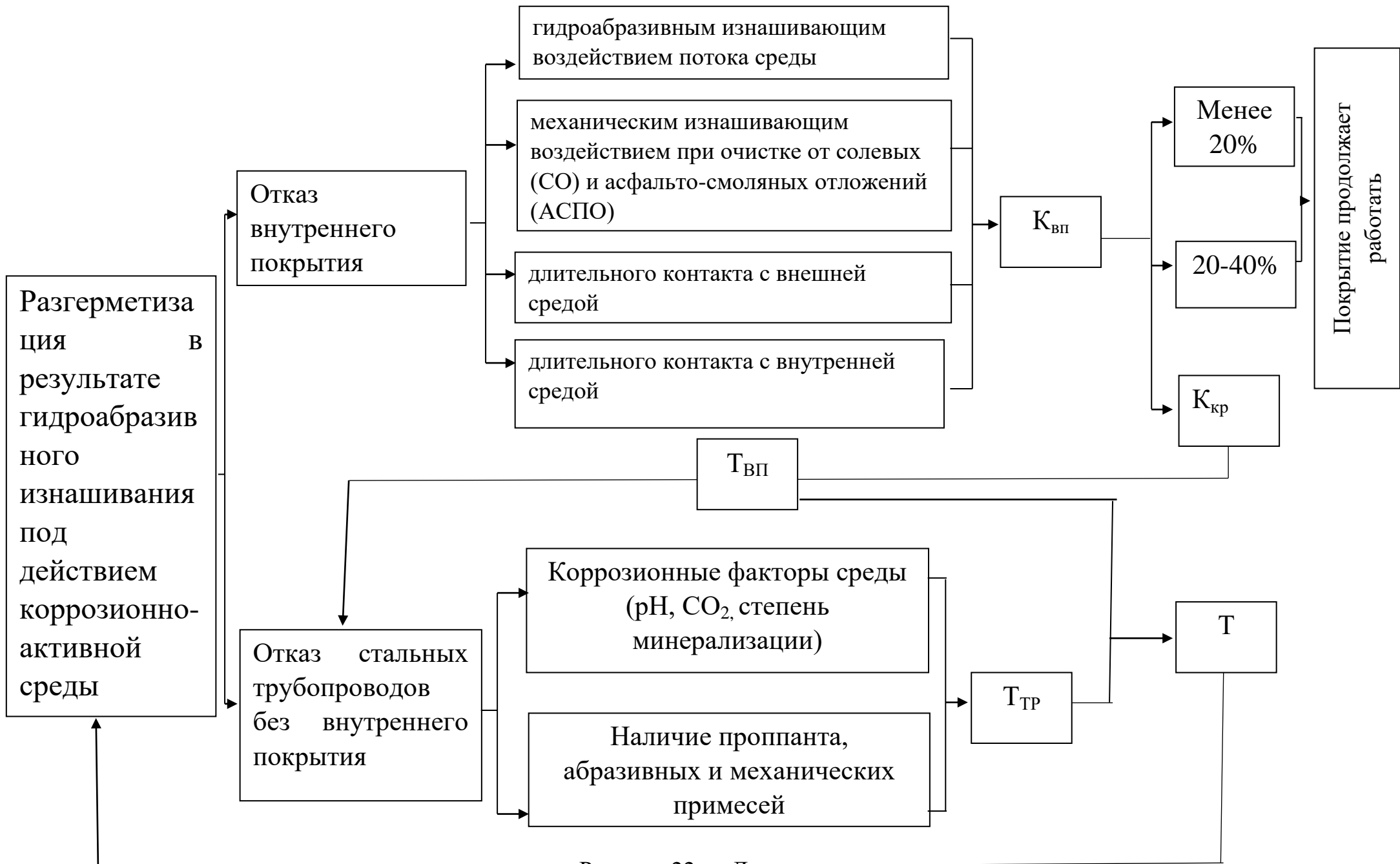


Рисунок 22 – «Дерево отказов»

Согласно приведённым в [37] показателям свойств и их группам характеризуют способность покрытия сопротивляться агрессивным эксплуатационным факторам для долговременного обеспечения им основной функции – защиты металла стенки трубы от коррозии путем формирования непроницаемого барьера. Соответственно первым контакту с промышленной средой подвергается внутреннее покрытие. С течением времени покрытие постепенно разрушается, снижается его адгезия к стенке трубопровода, поэтому для расчета ресурса промышленного трубопровода необходимо оценить ресурс внутренних покрытий, а уже после потери его функциональных свойств переходить к оценке ресурса самого трубопровода без внутреннего покрытия.

Неблагоприятное событие наступление, которого мы рассматриваем на рисунке 22 – разгерметизация промышленного трубопровода в результате контакта с гидроабразивной коррозионно-активной промышленной средой. Данное событие может наступить при эксплуатации труб, как с внутренним покрытием, так и без него. Для проведения анализа эксплуатации труб с внутренним полимерным покрытием, необходимо выявить все факторы, воздействующие на покрытие во время эксплуатации промышленного трубопровода заданного назначения. Затем для выявленных факторов должен быть выполнен расчет коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия ($K_{вп}$).

Как видно из рисунка 22, если $K_{вп}$ находится в диапазоне до 40%, то покрытие продолжает работать. В случае если значение $K_{вп}$ превышает 40%, соответственно $K_{вп}$ приравнивается $K_{кр}$, вследствие чего принимается, что покрытие перестает выполнять защитную функцию. Исходя из данного значения, определяется ресурс внутреннего покрытия. Затем необходимо перейти к варианту эксплуатации трубопровода без внутреннего покрытия. К этому моменту промышленная среда непосредственно воздействует на металл стальных труб.

На этом этапе расчета так же необходимо выявить все воздействующие неблагоприятные факторы, произвести расчет скорости их воздействия и в зависимости от них рассчитать ресурс трубы промышленного трубопровода. Затем

по полученным данным произвести оценку суммарного ресурса промышленного трубопровода и на основании этого параметра оценить срок его службы до наступления опасности разгерметизации.

Таким образом, предложена регламентация факторов, действующих на разных этапах жизненного цикла промышленного трубопровода и критерии оценки, которые дают качественную характеристику процесса разгерметизации и позволяют с использованием экспериментальных данных провести численную оценку поставленной задачи.

4.2 Методика расчета влияния коррозионно-активной среды и гидроабразивного изнашивания на ресурс промышленных трубопроводов

Предлагаемый в [59] подход для оценки риска возникновения негативного события, базируется на экспертной оценке. Его применение для прогнозирования срока службы промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в условиях многофакторного воздействия, затруднен, так как не позволяет оперативно учитывать изменения, происходящие в составе промышленных сред в процессе разработки месторождений. Для более точной оценки текущего состояния промышленных трубопроводов в работе предложен подход, базирующийся на расчете ресурса до возникновения отказа от действия как изнашивающих, так и коррозионных факторов. Для определения ресурса конкретного участка промышленной трубопроводной системы необходимо рассчитать степень агрессивного воздействия действием различных факторов, проявляющуюся в виде скорости изнашивания (коррозии) для стальных труб без покрытия или в виде коэффициентов деградации эксплуатационных свойств для труб с внутренними покрытиями.

В зависимости от назначения и условий эксплуатации конкретного участка сети промышленных трубопроводов, а также их материального и конструктивного исполнения должен быть сформирован определенный набор показателей снижения эксплуатационных свойств покрытий, характеризующих текущее состояние данного участка.

Расчета ресурса для трубопроводов, имеющих внутреннее покрытие можно представить в виде алгоритма, представленном на рисунке 23.

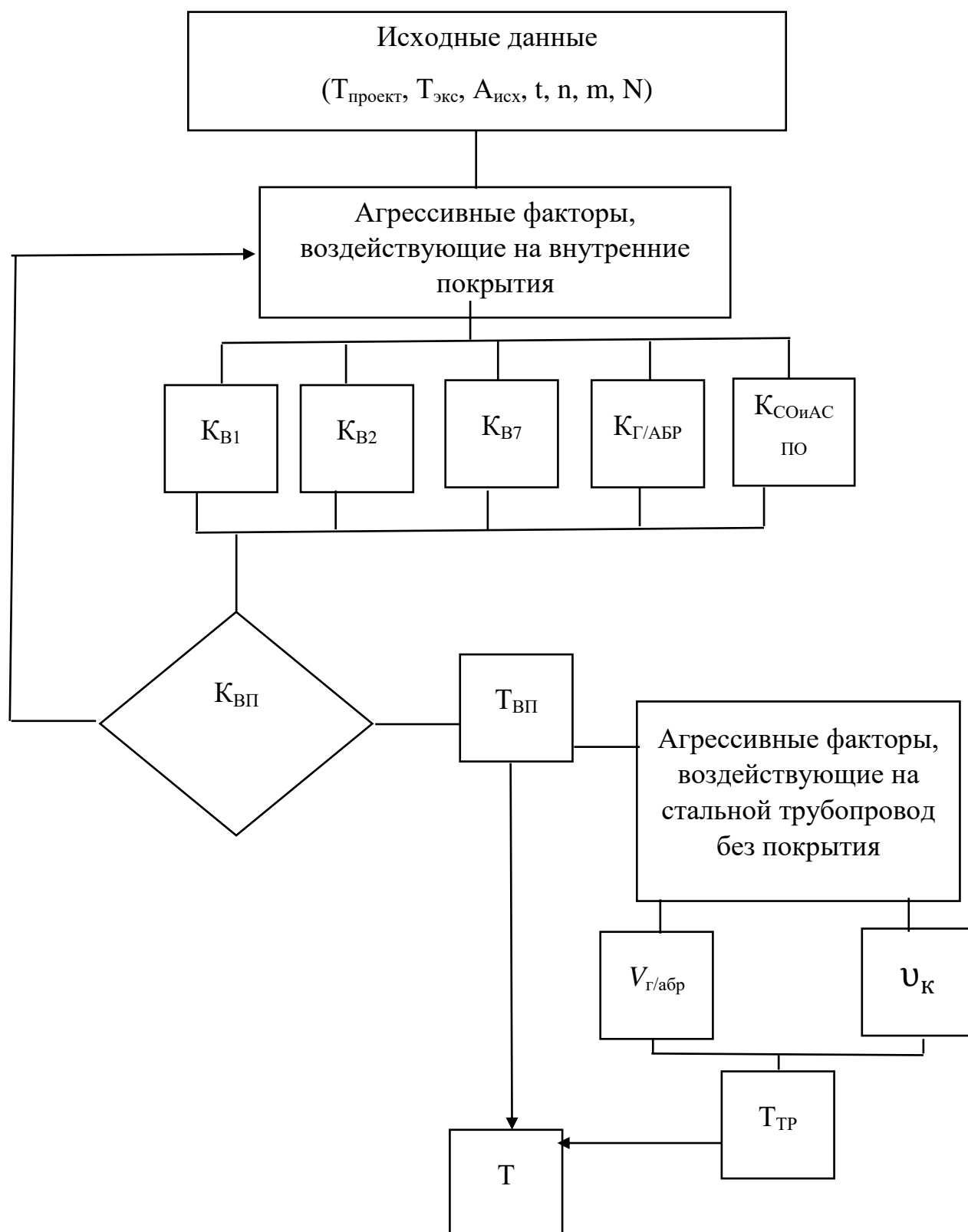


Рисунок 23 – Алгоритм расчета ресурса

Алгоритм, представленный на рисунке 23, определяет последовательность выполнения методики расчета ресурса, включающей следующие пункты:

1. В зависимости от назначения промышленного трубопровода необходимо определить агрессивные факторы, действующие на покрытие в процессе эксплуатации трубопровода в течение 1 года.

2. Для оценки текущего состояния трубопровода необходимо собрать информацию для формирования перечня исходных данных для расчета. В зависимости от назначения промышленного трубопровода в состав исходных данных могут входить все или некоторые из параметров, указанных ниже:

- $T_{\text{проект}}$ – проектная длительность эксплуатации трубопровода с внутренним покрытием;

- $A_{\text{исх}}$ - исходная адгезионная прочность;

- Q – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³;

- P – давление в трубопроводе, МПа;

- t – длительности транспортировки среды при залповых выбросах абразива;

- n – число операций очистки полости трубопровода от СО и АСПО;

- m – количества циклов отключений трубопровода в зимний период;

- N - фактического количества циклов декомпрессии.

3. Для выявленных агрессивных факторов необходимо по формулам (18)-(22) рассчитать коэффициенты деградации свойств от

- от гидроабразивного изнашивания ($K_{Г/АБР}$) и изнашивания при очистке полости трубопровода от СО и АСПО ($K_{СОиАСПО}$);

- от воздействия водной ($K_{В1}$) и нефтяной ($K_{В2}$) сред;

- от единичного воздействия декомпрессии ($K_{В5(В6)}$);

- коэффициента деградации ($K_{В7}$) будет зависеть от регламентированного в ГОСТ Р 58346-2019 количества циклов термоциклирования.

4. С использованием коэффициентов деградации свойств внутреннего покрытия должен быть рассчитан коэффициент снижения эксплуатационных свойств в течение 1 года в зависимости от типа применяемого покрытия по формулам (23)-(27) в зависимости от участка промышленной трубопроводной системы.

5. Полученное значение коэффициента снижения эксплуатационных свойств должно быть сопоставлено с критериями ранжирования, представленными в таблице 31 данной главы. При превышении коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия критического значения 0,5, считается, что покрытие полностью потеряло свои защитные функции.

6. Расчет ресурса внутреннего покрытия производится исходя из полученного значения коэффициента снижения эксплуатационных свойств в течение 1 года по выражению:

$$T_{ВП} = \frac{K_{кр}}{K_{ВП}} = \frac{0,5}{K_{ВП}^{1 \text{ год}}} \quad (29)$$

Затем необходимо провести расчет ресурса стального трубопровода без внутреннего покрытия.

6. Расчет ресурса стального трубопровода без внутреннего покрытия проводится как для трубопровода с внутренним покрытием, достигшим критического состояния, так и для трубопровода без внутреннего покрытия. Для проведения расчета необходимо собрать информацию о текущем составе промышленной среды для формирования перечня исходных данных. В зависимости от назначения промышленного трубопровода в состав исходных данных могут входить все или некоторые из параметров, указанных ниже:

- рН – водородный потенциал среды,
- S – степень минерализации среды;
- T – температура среды;
- CO₂ – концентрация углекислого газа.

7. Для труб, изготовленных из сталей 20А и 09Г2С, скорость гидроабразивного изнашивания должна быть определена по зависимостям (13)-(14), полученным в данной работе.

8. С использованием полученного значения линейной скорости гидроабразивного изнашивания можно рассчитать предельную

продолжительность периода залпового выброса абразива в зависимости от содержания абразива в потоке, давления в трубопроводе по формуле (15).

9. Для учета действия коррозионной агрессивности транспортируемой среды на металл трубопровода должна быть рассчитана скорость коррозии. Для труб, изготовленных из сталей 20А и 09Г2С, скорость коррозии может быть определена по зависимостям (16)-(17), полученным в данной работе и по данным эксплуатации.

10. Расчет ресурса нефтепромыслового стального трубопровода без внутреннего покрытия должен выполняться исходя из величины припуска на изнашивание и коррозию толщины стенки трубы, заложенного при проектировании.

На основе полученных результатов в работе предложено выражение для определения ресурса стального трубопровода под действием гидроабразивного потока и контакта с коррозионно-активной промышленной средой:

$$T_{\text{ТР}} = \frac{\Delta S}{\frac{(V_{\Gamma} * 10^{-3} * P * Q) + v_{\text{к}}}{\text{АБР}}}, \quad (30)$$

где: $T_{\text{ТР}}$ – ресурс промышленного трубопровода без внутреннего покрытия, год., ΔS - предельно допустимое уменьшение толщины стенки труб, определяемое по результатам прочностного расчета по СП 284.1325800.2016 для трубопроводов III категории, Q – концентрация абразива в транспортируемой продукции, г/м³; P – давление в трубопроводе, МПа,

При наличии залповых выбросов абразива ресурс стального трубопровода рассчитывается в зависимости от суммарной продолжительности залпового выброса абразива за время эксплуатации по формуле:

$$T_{\text{ТР}} = \frac{\Delta S - \frac{(V_{\Gamma} * 10^{-3} * P * Q * t)}{\text{АБР}}}{v_{\text{к}}}. \quad (31)$$

11. Суммарный ресурс промышленного трубопровода до разгерметизации промышленного трубопровода рассчитывается на основе полученных значений

ресурса внутреннего покрытия и ресурса стального трубопровода без внутреннего покрытия по следующей зависимости:

$$T = T_{вп} + T_{тр} \quad , \quad (30)$$

где T –ресурс промышленного трубопровода.

4.3 Пример испытания разработанной методики на месторождения ПАО «Газпромнефть»

Реализация предложенной методики была выполнена при разработке Классификатора внутренних покрытий промышленных трубопроводов, разработанного по заказу ПАО «Газпром нефть»

С использованием разработанной методики был выполнен сравнительный анализ коэффициентов снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия трубопровода, а впоследствии и разгерметизации трубы для Урманского нефтяного и Приразломного нефтяного месторождений.

Условия эксплуатации на месторождениях характеризуются добычей тяжелой парафинистой нефти, что вызывает необходимость механической очистки полости трубопроводов от отложений не менее 2-3 раз в год. В перекачиваемой среде присутствуют механические примеси. За зимний период возможно однократное отключение участка трубопровода, вызывающее термоциклирование и декомпрессии.

Для расчета были использованы результаты испытаний внутренних покрытий, представленные в главе 3. По полученным результатам были рассчитаны значения коэффициентов деградации внутреннего покрытия, а затем, исходя из полученных значений, рассчитан ресурс внутреннего покрытия, данные приведены в таблице 32. По данным стандартного отклонения на каждый метод испытаний была рассчитана погрешность полученного значения

Таблица 32 - Значения коэффициентов деградации внутренних покрытий и ресурса внутреннего покрытия №1

Месторождение	K_{B2}	K_{B6}	K_{B7}	$K_{Г/АБР}$	$K_{СОиАСПО}$	$K_{ВП}$	$T_{ВП}$, ГОДЫ
---------------	----------	----------	----------	-------------	---------------	----------	-----------------

Урманское	0	0	0,02	0,32	0,001	0,342±1,5%	1,54
Приразломное	0	0	0,02	0,10	0,001	0,121±0,6%	4,9
Стандартное отклонение, %	-	-	±7,4%	±4%	±26%		

Оценка ресурса стальных труб без внутреннего покрытия на указанных месторождениях по предложенной методике проводилась для промысловых сред, представленных в таблице 33.

Таблица 33 – Параметры месторождений и скорости коррозии и гидроабразивного изнашивания

Месторождение	Сталь	V_k , мм/год	$V_{г/абр}$, мм/(год)	$T_{тр}$, годы
Урманское	20А	0,36±16%	0,000078±28%	7,6±5,8%
	09Г2С	0,34±14%	0,000075±30%	8,0±4,8%
Приразломное	20А	0,229±16%	0,000066±17%	11,9±3,7%
	09Г2С	0,255±14%	0,000343±29%	10,7±3,6%

С использованием данных по удельной скорости гидроабразивного изнашивания и скорости коррозии был выполнен расчет изменения ресурса стальных трубопроводов нефтяных скважин III категории I класса с толщиной стенки 8,0 мм, предназначенных для транспортировки жидких сред под давлением менее 7,5 МПа с газовым фактором менее 300 м³/т надземного исполнения с коэффициентом надежности 1,518, учитывающим постоянные и длительные временные нагрузки. Условием достижения 100% возможности разгерметизации трубопровода было принято снижение коэффициента надежности до 1,0, что соответствует потере толщины стенки трубопровода 2,73 мм. Результаты расчета ресурса стальных трубопроводов без внутреннего покрытия представлены на рисунке 24.

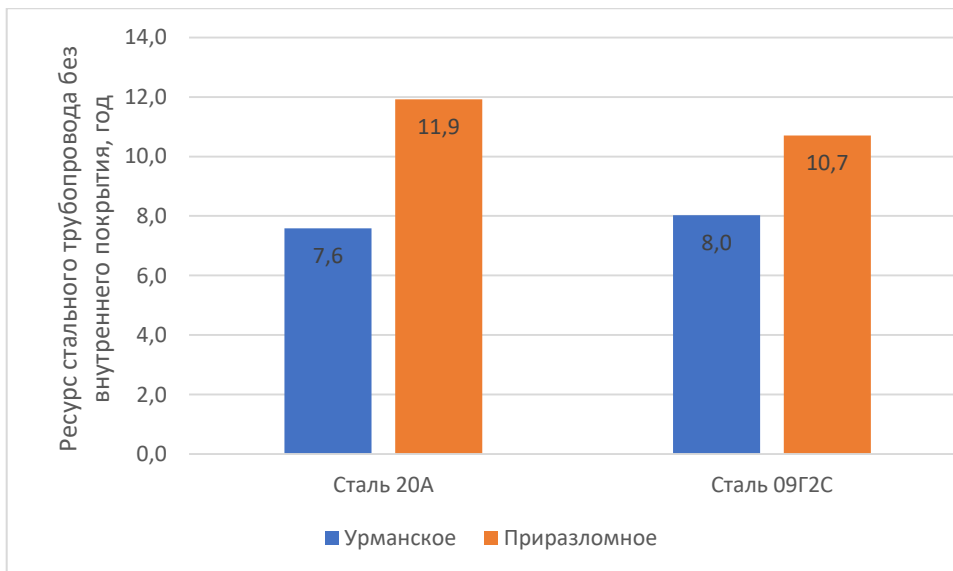
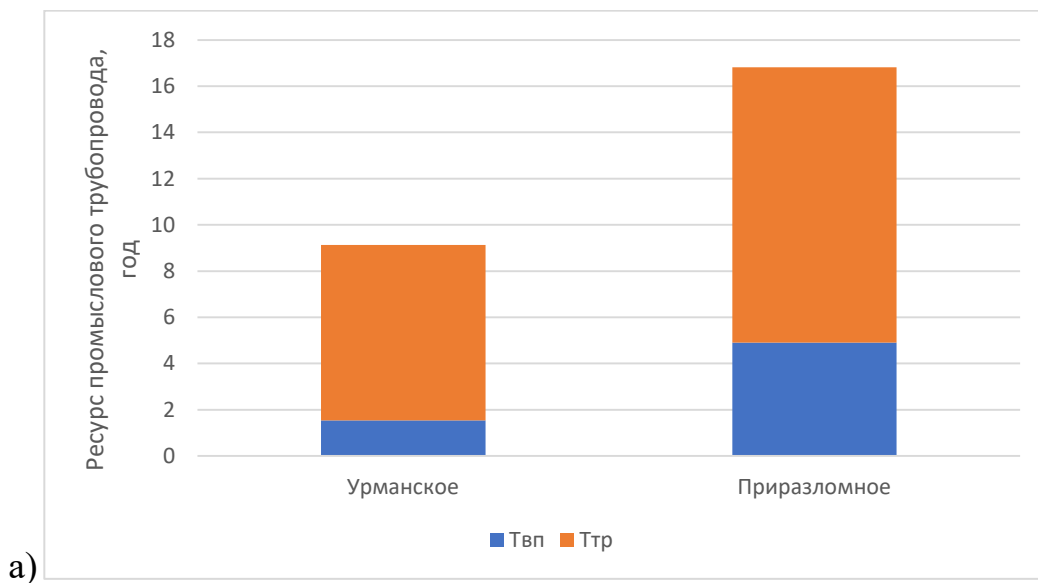


Рисунок 24 – Ресурс промышленного трубопровода без внутреннего покрытия Урманского месторождения и Приразломного месторождения

Обобщая полученные значения, можно рассчитать суммарный ресурс промышленного трубопровода, результат расчета представлен на рисунке 25 (а, б).



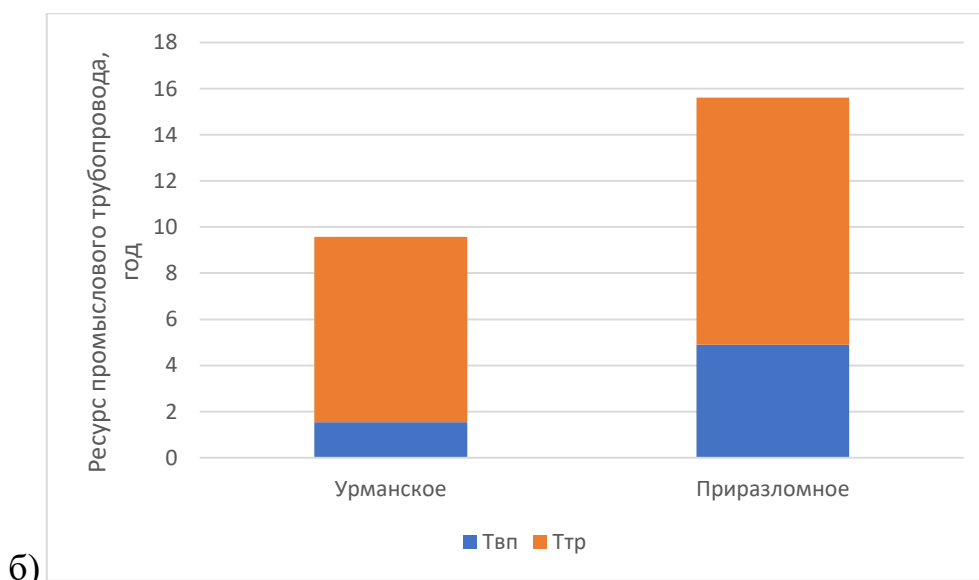


Рисунок 25 – Ресурс промышленного трубопровода Урманского месторождения и Приразломного месторождения с применением а) для стали 20А, б) для стали 09Г2С

Таким образом, разработанная методика позволяет оценить значение ресурса трубопровода в зависимости от действующих факторов и обеспечивает научно-методическую основу для применения СП 366.1325800.2017 «Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска».

4.4 Выводы

1. На основании выполненных исследований было составлено дерево отказов, с помощью которого визуализировано, представлен алгоритм расчета ресурса промышленного трубопровода.

2. Впервые разработана расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленного трубопровода, которая обеспечивает практическое применение СП 366.1325800.2017 «Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ, ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Итоги выполненных исследований позволяют сформулировать следующие выводы:

1. Для определения стойкости металла промышленных труб и внутренних защитных покрытий на линейных участках промышленных трубопроводов к действию гидроабразивного потока предложено использовать модифицированную схему испытаний по ASTM G65, заключающуюся в подаче гидроабразивного потока заданного состава и коррозионной активности в зону контакта образца с резиновым диском.

2. Предложено, проводить оценку изнашивающего действия гидроабразивного потока на внутреннее полимерное покрытие на поворотных участках труб с применением комбинированной методики, включающей определение скорости изнашивания по модифицированной методике ASTM G65, а затем с использованием методики гидроабразивного изнашивания по СТО Тексерт 4.2-2015 для углов атаки 45° и 90° , в результате чего определяется величина корректирующего коэффициента.

3. Предложены выражения для расчета коэффициентов деградации свойств внутреннего покрытия от изнашивания под действием гидроабразивного потока ($K_{Г/АБР}$) и контакта со скребком при очистке полости трубопровода от СО и АСПО ($K_{СОиАСПО}$). Расчет $K_{Г/АБР}$ проводится исходя из экспериментальных значений удельной линейной скорости гидроабразивного изнашивания, концентрации абразива в транспортируемой продукции, давления в трубопроводе и суммарной длительности выброса абразива за срок эксплуатации. Коэффициент изнашивания внутренних покрытий $K_{СОиАСПО}$ определяется по величине линейного износа, определенного методом профилографии после испытаний с применением методики Табера, и количеству циклов очистки.

4. Предложено учитывать деградацию свойств внутреннего покрытия от гидродинамических и химических факторов путем определения величины снижения адгезионной прочности сцепления внутреннего покрытия,

определяемой методом нормального отрыва до и после выдержки в соответствующих условиях, и расчета на основе полученных данных коэффициентов деградации свойств по предложенным выражениям.

5. В зависимости от назначения промышленного трубопровода разработаны выражения для расчета коэффициента снижения эксплуатационных свойств внутреннего покрытия за накопленный срок службы, учитывающие действие изнашивающих, гидродинамических и химических факторов промышленной среды путем использования коэффициентов изнашивания и деградации эксплуатационных свойств.

6. Показано, что физико-химический состав промышленных сред оказывает влияние на скорость гидроабразивного изнашивания стальных трубопроводов. С использованием модифицированной методики ASTM G65 на примере сталей 20А и 09Г2С показана возможность экспериментального определения удельной скорости гидроабразивного изнашивания стальных труб в зависимости от содержания абразива в промышленной среде и давления в трубопроводе и получения расчетных зависимостей для оценки вклада коррозионных показателей промышленной среды в удельную скорость гидроабразивного изнашивания.

7. Показано, что скорость гидроабразивного изнашивания труб из стали 09Г2С возрастает по сравнению со сталью 20А при снижении величины рН промышленной среды и увеличении ее минерализации. Сравнение результатов испытаний на изнашивание и коррозию стальных труб показало, что возможность разгерметизации значительно возрастает при увеличении количества механических примесей, а также парциального давления углекислого газа, в то время как воздействие рН и температуры существенно ниже, а влияние минерализации пренебрежимо мало.

8. На основе выполненных исследований разработана расчетно-экспериментальная методика оценки ресурса промышленного трубопровода, заключающаяся в расчете ресурса внутреннего покрытия трубопровода до потери его сплошности под действием гидроабразивного потока, истирающего действия очистных устройств, снижения адгезионной прочности сцепления покрытия от

действия промышленных сред, а затем в оценке ресурса стального трубопровода, в зависимости от скорости его изнашивания и коррозии.

Перспективы дальнейших исследований по теме.

1. Исследование возможности применения разработанной методики испытаний на гидроабразивное изнашивание для оценки ресурса технологических трубопроводов в горнодобывающей и горно-обогатительной отраслях промышленности.
2. Совершенствование математического инструментария оценки ресурса промышленных трубопроводов и разработка специализированного программного продукта для автоматизации расчетов и создания базы данных по износостойкости полимерных покрытий разных производителей в различных условиях эксплуатации.
3. Разработка композиционных полимерных составов для внутренних защитных покрытий промышленных трубопроводов, работающих в условиях контакта с промышленной средой, содержащей высокую концентрацию абразива.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Деговцов А.В Анализ причин отказов УЭЦН при эксплуатации в осложненных условиях // Инженерная практика. – 2017 – №9 – С.59-61.
2. Аксенова Н. А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: монография / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина. – Тюмень: ТИУ. 2018. – 134 с
3. Казаков Д.П. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и га»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / - Уфа: 2010. - 26 с..
4. Jan, F. C.Liquid slipinmicro- andnanofluidics: Recent research and its possible implications //Oil Gas Scientific Research Project. - Institute. April 2007. - P. 119.
5. ГОСТ 5058-65 «Сталь низколегированная конструкционная марки и общие технические требования». М.: Государственный комитет СССР, 1973. - 13 с.
6. ГОСТ 6032-2017 «Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии». – М.: Стандартиформ, 2017. - 36 с.
7. Методические указания компании «Выбор метода антикоррозионной защиты промысловых и технологических трубопроводов и требования к трубной продукции» № П1-01.05 М-0132 ВЕРСИЯ 1.00, 2017. – 63 с.
8. ГОСТ 31445-2012 «Трубы стальные и чугунные с защитными покрытиями. Технические требования». М.: Стандартиформ, 2013. - 12 с.
9. Сорокин Г.М., Малышев В.Н. Основы механического изнашивания сталей и сплавов: учебное пособие. – М.: Логос, 2014. – 308 с.

10. Сорокин Г.М. Исследование ударного износа: специальность 162 «»: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / МИНХ и ГП им. И.М. Губкина - Москва: 1972. - 73 с.
11. Сорокин Г.М., Ефремов А.П., Саакян Л.С. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов: учебное пособие. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 424 с.
12. Виноградов В.Н Сорокин Г. М., Колокольников М. Г.. Абразивное изнашивание: учебное пособие – М.: Машиностроение, 1990. – 221 с.
13. Виноградов В.Н., Сорокин Г. М. Механическое изнашивание сталей и сплавов: учебное пособие - М.: Недра, 1996. – 361с.
14. Виноградов В.Н., Сорокин Г.М., Шрейбер Г.К. Ударно-абразивный износ буровых долот: учебное пособие. - М.: Недра, 1975. - 165 с.
15. Авторское свидетельство №152437 «Способ повышения срока службы деталей, подверженных кавитационному износу» Козырев С.П. - Изобретения, товар.знаки и промышленные образцы», №6, 1962.
16. Козырев С.П. Основные закономерности гидроабразивного изнашивания металлов // Повышение износостойкости и сроки службы машин. - Киев: УКНИИНТИ, 1970. - С. 128-130.
17. Козырев С.П. Гидроабразивный износ металлов при кавитации: учебное пособие. - М.: «Машиностроение», 1971. - 240 с.
18. Козырев С.П. Струеударная установка для испытания материалов на гидроабразивное изнашивание // Заводская лаборатория. - 1962 - №11. – С. 30-34.
19. Хрущов М.М. Закономерности абразивного изнашивания // Износостойкость. - 1975. - С.5-28.
20. Хрущов М.М., Бабичев М.А. Исследование изнашивания металлов: учебник. - М.: изд-во АН СССР,1960. – 351 с.
21. Южаков Н.В. Ряды абразивной износостойкости материалов в разных условиях нагружения // Теория трения, износа и смазки. Тезисы докладов. - Ташкент: Сб, 1975. - С. 129-130.

22. Ратнер А.В., Зеленский В.Г. Эрозия материалов теплоэнергетического оборудования: учебное пособие - М-Л.: Энергия, 1960. – 271 с.
23. Ахматов А.С. Молекулярная физика граничного трения: учебник. - М.: Физматгиз, 1963. - 472 с.
24. Кузнецов В.Д. Физика твердого тела // Том1У. - Томск: Красное знамя, 1947. - С. 539.
25. Погадаев Л.И. Износостойкость материалов и деталей машин при гидроабразивном и кавитационном изнашивании: специальность 05.02.04 «Трение и износ в машинах»: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Винницкий политехнический институт - Винница: 1977. - 46 с.
26. Антоев К.П., Заровняев Б.Н., Христофорова А.А. Исследование стойкости стеклопластиковых труб к гидроабразивному износу // Материалы докладов VIII Международной научно-практической конференции Фундаментальные и прикладные науки сегодня. - М.: научно-издательский центр Академический, 2016. - С. 72–77.
27. Антоев К.П., Попов С.Н. Исследование стойкости к гидроабразивному износу стеклопластиковых труб с полиуретановым покрытием // НАУКА И ОБРАЗОВАНИЕ. -2017. - №1. - С.87-90
28. Штерцер А. А., Гринберг Б. Е. Воздействие гидроабразивной струи на материал // Гидроабразивный износ прикладная механика и техническая физика. - 2013. - N-3. - Т. 54. – С.191-201.
29. Донских Д.Ф. Повышение работоспособности судовых технических средств за счёт применения износостойких материалов и технологий для защиты и восстановления быстроизнашивающихся деталей: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Санкт-Петербургский государственный университет водных коммуникаций - Санкт-Петербург: 2012. – 21 с.
30. Островский В.Г. Управление вторичными течениями в ступенях нефтяных насосов для снижения их гидроабразивного износа: автореферат

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / ФГБОУ ВПО Пермский национальный исследовательский политехнический университет - Пермь: 2013. - 18 с.

31. Патент № 93152 Российская Федерация, МПК G01N 17/00 (2006.01). Устройство для испытаний материалов и покрытий на гидроабразивный износ в коррозионной среде: № 2009142712/22 : заявл. 20.11.2009: опубл. 20.04.2010/ Суминов И. В., Эпельфельд А.В. и др. ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Инновационно-технологический центр «НАНОМЕР». — 15 с.

32. Патент № 53777 Российская Федерация, МПК G01N 3/56 (2006.01). Стенд для испытания материала на гидроабразивное изнашивание: № 2005133726/22: заявл. 02.11.2005: опубл. 27.05.2006/ Цветков Ю.Н., Мешалкин С.М. и др. ; заявитель ЦРНО. — 13 с.

33. Патент № 631229 СССР, МПК G01N 3/56. Установка для испытаний материалов на гидроабразивный износ : № 2499741/25-26 : заявл. 22.06.77 : опубл. 06.03.79 / Рощупкин Д.В., Кузнецов Ю.М. ; заявитель Новосибирский филиал Всесоюзной научно-исследовательского института транспортного строительства. — 2 с.

34. ГОСТ 23.208-79 «Обеспечение износостойкости изделий. Метод испытания материалов на износостойкость при трении о нежестко закрепленные абразивные частицы». М.: Стандартиформ, 2005. - 4 с.

35. ASTM G65-2004 Standard Test Method for Measuring Abrasion Using the Dry Sand/Rubber Wheel Apparatus, 2004. – 14 p.

36. СТО ТЭКСЕРТ 4.2-2015 «Контроль качества полимерных покрытий нефтегазопромыслового оборудования и сооружений». М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина , 2015. – 9 с.

37. ГОСТ Р 58346-2019 «Трубы и соединительные детали стальные для нефтяной промышленности. Покрытия защитные лакокрасочные внутренней поверхности. Общие технические требования». М.: Стандартиформ, 2019. - 22 с.

38. ГОСТ 6139-2003 «Песок для испытаний цемента. Технические условия». М.: Стандартиформ, 2004. - 22 с.

39. ГОСТ 6709 -7 2 «Вода дистиллированная. Технические условия». М.: Стандартинформ, 2007. - 12 с.
40. ГОСТ 9410-78 «Ксилол нефтяной. Технические условия». М.: Стандартинформ, 1978. - 4 с.
41. ГОСТ 5789-78 «Реактивы. Тoluол. Технические условия» - М.: Стандартинформ, 2006. - 7 с.
42. ГОСТ 9293-74 «Азот газообразный и жидкий. Технические условия». М.: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1974. - 26 с.
43. ГОСТ 8050-2014 «Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия». М.: Стандартинформ, 2006. - 24 с.
44. ГОСТ 4233-77 «Реактивы. Кислота Соляная. Технические условия». М.: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1977. - 19 с.
45. Alkhimenko A., Corrosion testing of experimental steels for oilfield pipelines // E3S Web of Conferences 121, 01001 (2019). DOI 201912101001
46. Kostitsyna, I., Shakhmatov, A., Davydov, A. Study of corrosion behavior of carbon and low-alloy steels in CO₂-containing environments// E3S Web Conf. 121 (2019). DOI 201912104006
47. Завьялов В.В. Анализ опыта применения средств антикоррозионной защиты трубопроводов на месторождениях Западной Сибири // актуальные проблемы современной техники и технологии в нефтегазовой отрасли. материалы городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых. - Тюмень: ТИУ, 2014. - С. 46-51.
48. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надежности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений: учебное пособие. - М.: ВНИИОЭНГ, 2005. – 332 с.
49. Прожега М.В. Эрозионно-коррозионное изнашивание материалов. Обзор / Прожега М.В., Татусь Н.А., Смирнов Н.Н., Самсонов С.В., Колюжный О.Ю. // Трение и смазка в машинах и механизмах. - 2013. - № 10.- С. 3-8.

50. Амежнов А.В. Особенности и механизмы коррозионного разрушения сталей в различных условиях эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов // Проблемы черной металлургии и материаловедения. - 2019. - № 2. - С. 34-42.

51. Силин Я.В. Системный анализ надежности нефтепромысловых трубопроводов Западной Сибири методами физики отказов и теории катастроф: специальность 05.13.01 «Системный анализ, управление и обработка (по отраслям)»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / - Сургут: 2011. - 22 с.

52. Саража С. Исследование коррозионного разрушения поверхностей нефтепроводов после длительной эксплуатации / Саража С., Левченко А., Даренских А., Морозов А., Евдокименко С., Зотов А. // ТехНадзор. -2015.- № 10 (107). - С. 196-197.

53. Земенкова М.Ю. Перспективы использования современных технологий для обеспечения надежности промысловых трубопроводов / Земенкова М.Ю., Пузина Т.С., Маслаков С.В., Сероштанов И.В., Никифоров В.Н. // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014 - S4.- С. 174-183.

54. Князев В.Н: Коррозионно-эрозионное разрушение внутренней поверхности трубопроводов ОАО "Белкамнефть" / В.Н. Князев, Р.Ф. Нагаев, А.В. Емельянов, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев, В.В. Шайдаков // Нефтегазовое дело. - 2002. - №2. [Электронный; ресурс]: [http://www.ogbus.ru/authors/Bugav/Bugay1 .pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Bugav/Bugay1.pdf)

55. Gesellschaft fur Tribologie e. V: Gft Arbeitsblatt 7: Tribologie - Verschleib, Reibung, Definitionen, Begriffe, Prufung (GFT, Moers 2002), на немец.яз.

56. Киреева Т.А., Гусева Р.М Влияние химического состава пластовых вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири на разработку залежей (на примере Средне-Хулымского месторождения) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. - 2012. - № 2. - С. 35-44

57. ГОСТ 5100-2085 «Сода кальцированная техническая. Технические условия». М.: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 2002. - 27 с.

58. СП 366.1325800.2017 «Промысловые трубопроводы. Оценка технических решений на основе анализа риска» с учетом фактических условий эксплуатации. М.: Стандартинформ, 2018. - 28 с.
59. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ с учетом фактических условий эксплуатации». М.: Стандартинформ, 2016. - 205 с.
60. ГОСТ Р ИСО 17076-1-2014 «Кожа. Определение сопротивляемости истиранию». М.: Стандартинформ, 2015. - 9 с.
61. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные общие требования к защите от коррозии». М.: Госстандарт России, 1998. - 46 с.
62. ГОСТ 19281-2014 «Прокат повышенной прочности. Общие технические условия». М.: Стандартинформ, 2015. - 50 с.
63. ГОСТ 21729-76 «Трубы конструкционные холоднодеформированные и теплодеформированные из углеродистых и легированных сталей. Технические условия». М.: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1985. - 13 с.
64. ГОСТ 27037-86 «Материалы лакокрасочные. Метод определения устойчивости к воздействию переменных температур». М.: ИПК ИЗДАТЕЛЬСТВО СТАНДАРТОВ, 1987. - 6 с.
65. ГОСТ 9.905-2007 «Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования». М.: Стандартинформ, 2007. - 20 с.
66. ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия». М.: Стандартинформ, 2010. - 59 с.
67. ГОСТ 32299-2013 «Материалы лакокрасочные. Определение адгезии методом отрыва». М.: Стандартинформ, 2014. - 10 с.
68. ГОСТ 1050-2013 «Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия». М.: Стандартинформ, 2014. - 36 с.
69. Турабелидзе В.Г. Исследование режимов работы гидротранспортных систем, подающих структурированные гидросмеси, с целью повышения их

эффективности: специальность 05.05.06 «Горные машины»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / - Тбилиси: 1985. - 24 с.

70. Бродский В.З. Введение в факторное планирование эксперимента: учебное пособие. - М.: Наука, 1976. - 223 с.

71. Адлер Ю.П. Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий: учебное пособие. - М.: Наука, 1976. – 279 с.

72. Якимов С.Б., Шпортко А.А. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория Нефтегаз. - 2016. - № 3. - С. 84–98.

73. Бахтизин Р.Н., Смольников Р.Н. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей// Нефтегазовое дело. - 2012. - №5. - С.159-169.

74. Гареев А.Г. Изучение агрессивности пластовой воды с помощью индекса насыщения //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2017. - 3(109). – С. 89-96.

75. Шварцев С.Л. Подземные воды нефтегазоносных отложений Нюрольского осадочного бассейна/ С. Л. Шварцев, Т. Н. Силкина, Е. А. Жуковская, В. В. Трушкин // Геология и геофизика. - 2002. - № 5. - Т. 4. - С. 451 - 464.

76. Купавых В.А. Гранулометрический анализ механических примесей продукции нефтяных скважин и технология их фильтрации. // Нефтегазовое дело. - 2016. - № 1. - Т. 14. - С. 74–79.

77. Смольников С.В. и др. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей: учебное пособие. - Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. - 41 с.

78. Елагина О.Ю., Наконечная К.В. Причины интенсификации углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых

промыслов // Труды Российского государственного университета (национального исследовательского университета) нефти и газа имени И. М. Губкина. - 2019. - №2 /295. - С. 88-95.

79. Елагина О.Ю., Наконечная К.В. Прогнозирование вероятности возникновения разгерметизации промысловых трубопроводов в зависимости от разных факторов агрессивности сточных вод // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2020. - №2 (116). - С. 92-97.

80. Елагина О.Ю., Прыгаев А.К., Дубинов Ю.С., Вязниковцев С.Ф., Наконечная К.В. Классификация скважинных сред по степени коррозионной активности в отношении металла обсадных и насосно-компрессорных труб// Территория «Нефтегаз». - 2021. - № 3-4. - С. 42-49.

81. Елагина О.Ю., Прыгаев А.К., Наконечная К.В. Исследование скорости коррозионно-механического изнашивания сталей для нефтепромысловых труб с применением модифицированной методики ASTM G65// Нефтяное хозяйство. - 2021. - № 9. - С. 112-115.

82. Elagina O.Yu., Nakonechaya K.V., Prygaev A.K. The influence of aggressive environmental factors on the corrosion-mechanical wear and the risk of depressurization of oil field pipelines // Journal of Physics: Conference Series. - Krasnoyarsk, 2020. - P. 52-53.

83. Elagina O.Yu., Volkov I.V., Buklakov A.G., Nakonechnaya K.V. Welding of ring joints of field pipelines with internal corrosion-resistant surfaced layer// Journal of Physics: Conference Series. International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies. - 2020. - P. 012059

84. Elagina O.Yu., Prygaev A.K., Nakonechaya K.V. Investigating the rate of corrosion-mechanical wear of steel for oilfield using modified ASTM G65 method// Oil Industry. - 2021. - № 9. P. 112-115.

85. Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Оценка долговечности внутренних покрытий промысловых трубопроводов// Техника и технологии машиностроения. Материалы X Международной научно-технической конференции. - Омск: ОмГТУ, 2021. - С. 90-93.

86. Наконечная К.В. Влияние рН и солёности среды на скорость коррозии промысловых трубопроводов // Тезисы докладов 74-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ -2020». Секция «Инженерная и прикладная механика нефтегазового комплекса». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. - С. 70-72.

87. Наконечная К.В. Вероятность разгерметизации промышленного трубопровода, работающего в условиях коррозионно-механического изнашивания, на основе анализа риска // Материалы V Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». Секция 4 Транспорт и хранение нефти и газа – Альметьевск: АГНИ, 2020. – С. 559-563

88. Наконечная К.В. Влияние углекислотной коррозии на трубопроводы нефтегазовых промыслов // Сборник докладов III Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященной 110-летию А.И. Скобло и 105-летию Г.К. Шрейбера. Секция 4 «Инженерная механика» – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 106.

89. Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Влияние углекислого газа на скорость коррозии нефтепромысловых трубопроводов// Сборник докладов Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвященная 90-летию губкинского университета и факультета экономики и управления. Секция 4 «Инженерная механика» – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 149.

90. Наконечная К.В. Состав пластовых вод, как один из критериев, влияющих на работоспособность промысловых трубопроводов // Тезисы докладов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2019». Секция «Инженерная и прикладная механика нефтегазового комплекса». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. - С. 363-364

91. Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Исследование влияния углекислотной коррозии на коррозионную стойкость нефтепромысловых трубопроводов //

Материалы национальной с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов, учёных и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» Том-1. - Тюмень: ТИУ, 2020. - С. 233-235.

92. Наконечная К.В. Рассмотрение способов защиты сварного соединения при строительстве трубопровода с внутренним покрытием // Тезисы докладов 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ - 2021». Секция «Инженерная и прикладная механика нефтегазового комплекса». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021 – С. 54-55

93. Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Влияние агрессивных факторов среды на коррозионно-механическое изнашивание внутренних защитных покрытий нефтяных промысловых трубопроводов // Сборник тезисов 2-ой международной конференции «Коррозия в нефтегазовой отрасли». – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого, 2021 – С. 88.

94. Наконечная К.В., Елагина О.Ю. Оценка долговечности внутренних покрытий промысловых трубопроводов под воздействием абразива // Mechanics and tribology of transport systems: сборник статей международной научной конференции. – Ростов-на-Дону, 2021 - С.336-341

95. ASTM D4060-2014 Standard test method for abrasion resistance of organic coatings by the taber abraser, 2014. – 14 p.

96. ГОСТ 9.905-2007 «Смеси сухие затирочные. Технические условия». М.: Стандартиформ, 2018. - 15 с.

97. Скважины ждут интеллекта [Электронный ресурс]. - URL: https://stimul.online/articles/interview/skvazhiny-zhdut-intellekta/?sphrase_id=21496 (Дата обращения: 21.09.2018).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
имени И.М. ГУБКИНА
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

УДК
Рег. № НИОКТР
Рег. № ИКРБС

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по научной и международной работе
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
д.т.н., проф.
А.Ф. Максименко

«19» _____ 2021 г.

ОТЧЕТ



**Разработка классификатора внутренних покрытий,
поиск технологии защиты сварного стыка**

Этап 4. «Технические требования к разработке и применению технических решений при подготовке проектной документации для строительства промышленных трубопроводов с внутренним защитным полимерным покрытием и соединительным деталям»

По договору № 19/08000/00626/Р от 01.04.2019 г.

Декан факультета

Заведующий кафедрой,
Руководитель темы


А.К. Прыгаев

О.Ю. Елагина

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Наименование исполнителя
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, ГОРОД МОСКВА ПРОСПЕКТ ЛЕНИНСКИЙ, ДОМ 65, КОРПУС 1
ГУ Банка России по ЦФО, УФК по г. Москве
р/с 40501810845252000079
БИК 044525000
л/с 30736В06550 (буква «В» - русская)
ИНН 7736093127 КПП 773601001
ОКТМО 45398000

Наименование Заказчика
ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д.75-79, литер Д
ИНН 7838395487 КПП 783801001
ОКПО 83760719
ОКВЭД 71.12.3, 73.20
ОГРН 1079847089673
р/с 40702810300000001698
к/с 30101810200000000827
Банк: Ф-Л БАНКА ГПБ (АО) «СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ» г. Санкт-Петербург
БИК 044030827

АКТ № 4
сдачи-приемки научно-исследовательских работ
по договору НТЦ-19/08000/00626/Р от «01» апреля 2019г.

Составлен «20» мая 2020 г.

«Проект документа, согласованный с заказчиком»

Мы, нижеподписавшиеся, исполнитель проректор по научной и международной работе Максименко А.Ф., с одной стороны и представитель Заказчика директор по развитию функции «Капитальное строительство» Картавый С.В. с другой стороны, составили настоящий акт о том, что выполненные работы удовлетворяют условиям договора, технического задания и в надлежащем порядке оформлены.

Общая стоимость договора составляет – 5 300 000,00 (Пять миллионов триста тысяч) рублей, 00 коп. НДС не облагается на основании п. п. 16 п. 3 статьи 149 главы 21 раздела VIII части 2 Налогового Кодекса РФ».

Стоимость выполненных работ 4 этапа составляет – 500 000,00 (пятьсот тысяч) рублей, 00 коп. НДС не облагается на основании п. п. 16 п. 3 статьи 149 главы 21 раздела VIII части 2 Налогового Кодекса РФ».

Следует к перечислению - 500 000,00 (пятьсот тысяч) рублей, 00 коп. НДС не облагается на основании п. п. 16 п. 3 статьи 149 главы 21 раздела VIII части 2 Налогового Кодекса РФ».

Работу сдал

Проректор по научной и международной работе



А.Ф. Максименко

Работу принял

Директор по развитию функции «Капитальное строительство»

С.В. Картавый
(подпись)

А.Ф. Максименко